МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению практических работ по дисциплине

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

для студентов направления подготовки
21.03.01 Нефтегазовое дело
Направленность (профиль) Геолого-геофизические технологии в нефтегазовом деле

Ставрополь, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие …….	5
Практическое занятие 1. Определение среднего значения открытой пористости продуктивного пласта……..……	6
Практическое занятие 2. Определение среднего значения коэффициента проницаемости и нефтенасыщенности продуктивного пласта…….....	48
Практическое занятие 3. Определение положения водонефтяного контакта (ВНК) в скважине, абсолютной среднеквадратической ошибки установления положения ВНК в отдельной скважине……	54
Практическое занятие 4. Определение среднего значения эффективной нефтенасыщенной толщины и площади залежи, их абсолютных и относительных ошибок……	61
Практическое занятие 5. Определение объемного коэффициента нефти……..	85
Практическое занятие 6. Определение коэффициента извлечения нефти при водонапорном режиме по методике ВНИИНЕФТИ …….	97
Практическое занятие 7. Подсчет запасов нефти и растворенного газа объемным методом ……..……	101
Практическое занятие 8. Подсчет запасов свободного газа по падению пластового давления……	106
Практическое занятие 9. Подсчет геологических и извлекаемых запасов конденсата……...	120
Рекомендуемая литература и интернет-ресурсы……...	143

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 1

Определение среднего значения открытой пористости продуктивного пласта

Цель: Освоение методов определения среднего значения открытой пористости.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).
5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

Теоретическое обоснование. *Коэффициент открытой пористости* – это отношение объема взаимосвязанных между собой пустот (пор, трещин, каверн) по которым могут перемещаться пластовые флюиды, к соответствующему

объему породы. Используется для определения запасов нефти и газа объёмным методом.

Количественное значение коэффициента открытой пористости определяют как среднюю величину по результатам изучения образцов пород, отобранных из продуктивного пласта, либо рассчитывают по данным геофизических исследований скважин, вскрывших этот пласт. Для определения среднего значения открытой пористости, как и для осреднения других подсчётных параметров, используется вероятностно-статистический метод обработки данных.

Вероятностно-статистические методы позволяют определять кроме среднего значение изучаемого параметра, степень отклонения отдельных значений от его среднего значения, устанавливать корреляционные зависимости между различными параметрами и оценивать тесноту связи между ними.

В практике нефтепромысловой геологии всегда имеют дело только с выборочной совокупностью, содержащей ограниченное число возможных значений параметра. Полученный ряд значений наблюденной величины заносят в специальную таблицу, которая называется первоначальным рядом результатов наблюдений. Для проведения вероятностно-статистического анализа первоначальный ряд преобразуется в упорядоченный (ранжированный) статистический ряд распределения, когда все значения изучаемого параметра располагаются в возрастающем или убывающем порядках.

Для наглядного изображения рядов распределения прибегают к построению полигонов, гистограмм и кумулят распределения, которые отражают качественные закономерности распределения значений изучаемого параметра и позволяют выбрать методику дальнейшей обработки данных.

Полигон распределения частот – это график, по оси абсцисс которого откладывают арифметические середины классов, а по оси ординат – соответствующие частоты (рисунок 1.1).

Гистограмма – столбчатый график, по оси абсцисс которого откладывают границы классов, а по оси ординат – соответствующие плотности частот (а также

частоты, частости, плотности относительных частот). При построении **кумуляты** по оси абсцисс откладывают арифметические середины классов, а по оси ординат – соответствующие накопленные частоты (рисунок 1.1).

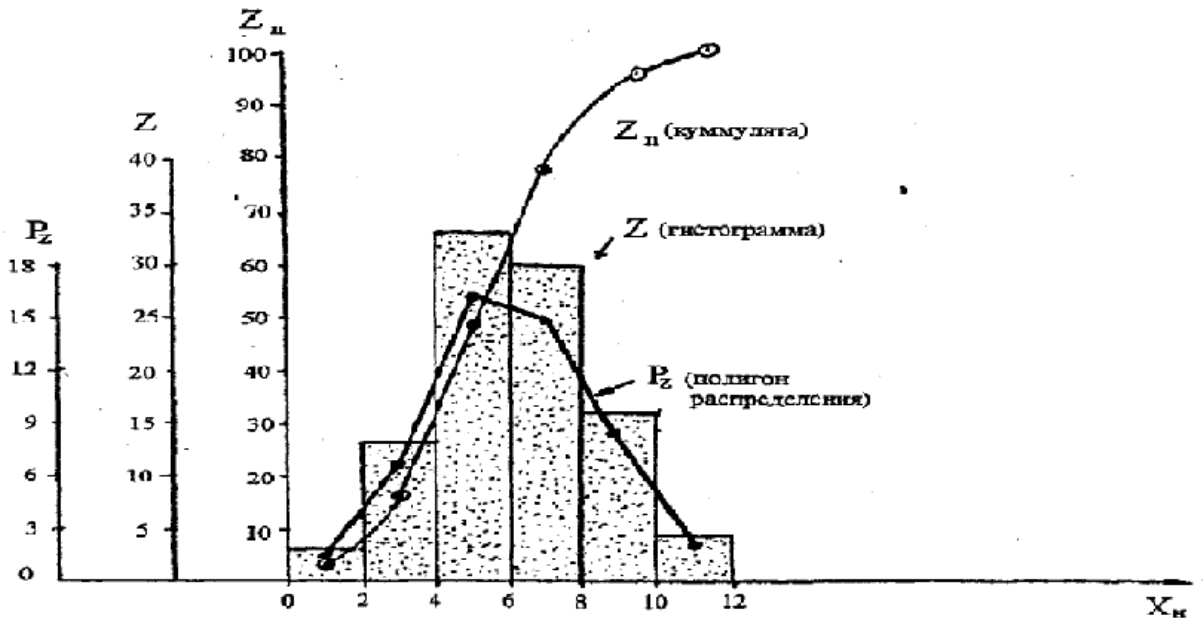


Рисунок 1.1 Образец построения гистограммы, полигона и куммуляты распределения

Отклонение статистического распределения значений коэффициентов открытой пористости и нефтегазонасыщенности от закона нормального распределения может быть связано с неравномерным выносом керна или с закономерным изменением параметра по площади залежи.

Неравномерный вынос керна обусловлен незначительным его отбором из наиболее проницаемых и высокопористых интервалов пласта в результате разрушения. В этом случае полигон распределения значений коэффициентов открытой пористости и нефтегазонасыщенности имеет ярко выраженную левостороннюю асимметрию. В таких случаях для расчета среднего значения следует использовать геофизические данные.

Левосторонняя асимметрия статистического распределения характерна и для пластов с закономерным изменением параметров по площади.

В случае, если полигон распределения значений параметра характеризуется правосторонней асимметрией для расчета среднего значения

составляется карта изменения параметра в пределах залежи и расчет среднего осуществляется путем взвешивания по площади.

Если в пределах залежи в поровом коллекторе установлено взаимосвязанное изменение параметров, при котором, например, более высоким значениям эффективных нефтенасыщенных толщин соответствуют более высокие значения коэффициентов открытой пористости и нефтенасыщенности, и наоборот, использование средних арифметических и средневзвешенных значений приводит к систематическим погрешностям.

Аппаратура, оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы являются структурные карты (рисунки 1.2-1.18) и выборочная совокупность значений открытой пористости пород, определённых в скважинах, вскрывших залежь нефти. Данные представлены в табличной форме (таблицы 1.1-1.17).

Таблица 1.1. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 1.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 1					Нижнемеловая залежь нефти							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	18,4; 8,8; 5,5; 16,6; 15,1; 2,0;	580	–	–	песчаники среднезернистые	0,870	0,965	–	0,180	98,5	57	1350
2	8,7; 15,9;	330	–1089 ÷ –1092	н + в								
3	12,0; 13,8; 13,1; 12,4; 8,3; 11,3;	456	–	–								
4	19,8; 16,2; 4,4; 14,5; 14,8; 20,0;	371	–	–								
7	11,8; 13,9; 9,4; 17,3; 20,8; 13,3;	620	–1085 ÷ –1088 –1091 ÷ –1094	нефть вода								
8	13,0; 13,5; 13,2;	480	–	–								
9	10,8; 17,1; 22,0; 16,4;	311	–1086 ÷ –1089 –1091 ÷ –1095	нефть вода								
14	15,9; 15,4; 16,6; 17,2;	285	–	–								
18	11,8; 5,6; 14,1; 16,4;	388	–1084 ÷ –1087 –1092 ÷ –1096	нефть вода								
24	15,4; 19,3; 20,0; 13,7;	276	–	–								

Таблица 1.2. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 2.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 2					Нефтяная залежь аптского горизонта							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5	23,1; 20,8;	450	–2097 ÷ –2099 –2101 ÷ –2104	нефть вода	алевролиты	0,835	0,815	-	0,211	99	125	2320
6	17,3; 22,5; 21,6; 24,9;	890	–2098 ÷ –2099 –2103 ÷ –2105	нефть вода								
10	19,4; 21,2; 20,7; 25,4;	735	–	–								
25	20,7; 23,2; 24,8; 19,1;	611	–	–								
135	17,8; 22,7; 21,3; 20,0;	670	–	–								
138	19,6; 21,1; 19,5; 25,8;	530	–	–								
139	21,5; 18,3; 22,3;	413	–	–								
140	20,6; 18,0; 23,9; 22,2;	201	–2098 ÷ –2102 –2103 ÷ –2105	н + в вода								
142	22,1; 21,8; 20,6; 21,6;	170	–	–								
144	16,3; 22,8; 21,7; 20,1; 24,8; 22,6;	482	–	–								
149	21,3; 23,7;	680	–2096 ÷ –2097 –2098 ÷ –2101	нефть н + в								
170	19,9; 22,4; 21,1; 24,2;	214	–	–								

Таблица 1.3. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 3.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 3					Верхнемеловая залежь нефти							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	2,99; 2,09; 1,58; 2,37;	730	–	–	известняки	0,890	0,467	–	0,220	98	80	1830
3	2,26; 2,76; 2,53; 1,61; 2,11; 1,98;	410	–1625 ÷ –1628 –1631 ÷ –1634	нефть вода								
10	2,69; 1,20;	280	–	–								
11	2,67; 1,89; 2,21; 1,35; 2,48; 2,91;	640	–	–								
15	2,26; 1,78; 2,07; 1,46;	811	–1628 ÷ –1632 –1634 ÷ –1636	н + в вода								
17	2,38; 1,73; 2,43; 1,86;	170	–1625 ÷ –1627 –1629 ÷ –1631	нефть н + в								
30	1,95; 1,55; 2,48; 2,05; 1,69; 2,67;	886	–									
31	2,03; 1,84; 2,85; 2,42;	435	–	–								
54	1,91; 2,18; 2,32; 1,67; 2,59; 2,14;	360	–1628 ÷ –1629 –1631 ÷ –1633	нефть вода								
58	2,78; 2,29; 2,64; 1,87;	193	–1632 ÷ –1635	вода								
65	2,15; 2,36; 2,18	235	–	–								

Таблица 1.4. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 4.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 4					Нефтяная залежь пласта A_3							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	23,6; 22,2; 23,6; 14,3; 20,5; 22,3;	317	–	–	песчаники мелкозернистые	0,826	0,322	–	0,263	98,5	131	2435
3	19,9; 29,9; 18,9; 27,0;	221	–	–								
4	25,1; 14,8;	450	–	–								
5	23,4; 22,6; 19,2; 16,6; 18,2; 21,8;	716	–	–								
6	27,1; 15,9; 18,8; 26,1;	330	–2377 ÷ –2379 –2381 ÷ –2383	нефть вода								
8	18,2; 14,0;	219	–2379 ÷ –2381 –2383 ÷ –2385	н + в вода								
9	16,1; 20,0; 23,8; 16,9;	168	–	–								
10	20,0; 15,0; 21,1; 27,5; 24,3; 26,0;	780	–	–								
11	22,9; 22,4; 17,5; 20,9;	185	–	–								
14	20,8; 24,4; 27,1; 23,8;	202	–2375 ÷ –2378 –2382 ÷ –2385	нефть вода								
17	22,2; 26,8; 22,2; 23,4;	370	–2370 ÷ –2377 –2380 ÷ –2381	нефть н + в								
18	17,8; 18,6; 24,8; 26,5;	485	–	–								
21	22,6; 22,8; 26,3; 24,1;	616	–	–								

Таблица 1.5. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 5.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 5					Нефтяная залежь XIX – XX – XXI пластов							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
4	8,2; 10,8; 12,9; 10,7; 12,6; 8,5;	630	–	–	песчаники крупнозернистые	0,870	0,765	–	0,180	98,5	45	2080
18	10,9; 13,2; 10,6; 12,4;	764	–	–								
32	10,5; 12,3;	670	–1894 ÷ –1897	нефть								
33	8,8; 11,0;	535	–	–								
35	13,7; 10,4; 12,2; 12,1;	436	–1898 ÷ –1902 –1903 ÷ –1905	н + в вода								
36	10,3; 8,6; 11,9;	540	–1896 ÷ –1899 –1902 ÷ –1904	нефть вода								
37	13,9; 10,2; 11,0; 13,8;	790	–1896 ÷ –1898 –1901 ÷ –1904	нефть вода								
39	9,1; 11,2; 10,1; 11,8;	630	–	–								
40	9,3; 11,3; 14,5; 9,5;	826	–	–								
76	11,8; 9,4; 11,4; 14,8;	851	–	–								
198	9,9; 11,7;	280	–1898 ÷ –1901	н + в								
353	9,6; 11,5; 9,7; 11,6;	793	–	–								

Таблица 1.6. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 6.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 6					Нефтяная залежь пласта A_2							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	18,4; 14,4; 7,8; 8,8; 16,6; 19,6;	401	–1350 ÷ –1352,5	н + в	песчаники среднезернистые	0,830	0,439	–	0,274	98,5	106	1470
3	7,0; 25,5; 12,1; 12,7;	211	–1344 ÷ –1349 – 1352 ÷ –1354	нефть вода								
4	11,3; 15,9; 10,6; 12,1; 13,8; 13,1;	330	–1350,5 ÷ –1352 –1353 ÷ –1355	н + в вода								
7	12,4; 8,3; 11,3; 20,3;	376	–1348 ÷ –1350 –1352 ÷ –1353,5	нефть вода								
8	16,2; 6,0; 14,5; 14,8; 20,7; 11,8;	497	-	–								
10	13,9; 7,5; 6,0; 17,6;	505	-	–								
11	17,3; 20,8; 19,3; 15,0; 13,5; 15,2;	530	-	–								
15	10,8; 19,3; 22,7; 16,4; 15,9; 15,4;	276	-	–								
19	16,6; 17,2; 13,6; 11,4; 14,1; 16,4;	370	-	–								
20	15,4; 19,3; 20,1; 15,7	485	-	–								

Таблица 1.7. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 7.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 7					Нефтяная залежь IX пласта нижнего мела							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	4,50; 12,9; 18,8; 24,9;	214	-3216÷-3219 -3221÷-3224	нефть вода	алевролиты	0,829	0,618	–	0,214	99,0	180	3560
3	12,7; 18,6; 24,7; 5,8; 13,5; 19,2;	640	-	–								
4	25,6; 12,5; 17,9; 13,6; 7,9; 13,8;	430	-	-								
6	19,7; 25,7; 12,1; 17,5; 23,1; 8,2;	511	-	–								
8	14,2; 20,5; 26,2; 11,9; 17,7; 22,9;	810	-	-								
9	9,3; 14,9; 20,9; 27,1;	580	-3219÷-3222 -3222÷-3225	н + в вода								
14	11,6; 16,9;	414	-3215÷-3218 -3219÷-3222	нефть н + в								
15	22,6; 10,1;	196	-	–								
19	15,5; 21,5; 27,5; 9,5; 16,5; 21,8;	790	-	–								
20	8,5; 14,6;	518	-	–								
23	20,7; 26,8;	223	-3217÷-3219 -3222÷3224	нефть вода								

Таблица 1.8. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 8.

№ скважины	Открытая по ристость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 8					Нефтяная залежь угленосной свиты							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3	18,3; 23,5;	100	–	–	песчаники мелкозернистые	0,846	0,243	–	0,176	98,5	160	2760
4	25,6; 23,0; 25,4; 29,6;	168	–2508 ÷ –2511	н + в								
5	18,5; 23,7; 25,0; 22,8;	214	–	–								
12	25,9; 29,3;	250	–2507 ÷ –2509,5 –2510,5 ÷ –2512,5	нефть вода								
18	29,1; 19,8; 23,9; 25,7;	256	–2509 ÷ –2511 –2511 ÷ –2512	н + в вода								
80	22,7; 25,8; 28,5; 20,1; 23,1; 26,1;	390	–	–								
90	25,3; 28,3; 25,5; 20,9; 23,4; 26,4;	413	–	–								
101	22,5; 25,1; 27,9; 20,4;	288	–2503 ÷ –2509,5 –2511 ÷ –2513	нефть вода								
103	22,6; 26,7; 26,5; 24,5;	405	–	–								
104	20,3; 23,8;	395	–	–								
108	26,9; 21,7; 24,9; 27,3; 22,3; 24,8;	380	–	–								
111	27,8; 21,5; 24,0; 27,1; 27,5; 24,2;	418	–	–								
113	21,8; 24,6; 27,4; 24,2;	211	–	–								

Таблица 1.9. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 9.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 9					Нижнемеловая залежь нефти							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	17,3; 9,2; 5,9; 17,2; 14,7; 2,9	612	–	–	доломиты	0,900	0,982	–	0,190	99,1	63	1420
2	9,2; 16,3	353	–1121 ÷ –1124	н + в								
3	12,8; 14,4; 13,9; 12,6; 9,1; 11,7	512	–	–								
4	20,4; 17,0; 5,2; 15,1; 15,8; 20,8	411	–	–								
7	12,4; 14,3; 10,2; 17,7; 21,3; 14,0	659	–1117 ÷ –1120 –1123 ÷ –1126	нефть вода								
8	13,6; 14,1; 14,2	562	–	–								
9	11,2; 17,7; 22,3; 16,9	385	–1118 ÷ –1121 –1123 ÷ –1127	нефть вода								
14	16,4; 15,6; 16,9; 17,7	321	–	–								
18	12,3; 6,8; 14,6; 17,0	412	–1116 ÷ –1119 –1124 ÷ –1128	нефть вода								
24	15,0; 20,1; 20,8; 14,3	346	–	–								

Таблица 1.10. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 10.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 10					Нефтяная залежь аптского горизонта							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5	24,2; 21,3	456	–2127 ÷ –2128 –2131 ÷ –2134	нефть вода	известняки	0,877	0,830	-	0,217	99,4	137	2389
6	18,4; 23,2; 22,1; 25,3	912	–2128 ÷ –2129 –2133 ÷ –2135	нефть вода								
10	20,1; 21,9; 21,5; 25,4	754	–	–								
25	21,3; 24,1; 25,2; 19,6	658	–	–								
135	18,4; 23,1; 21,8; 20,5	712	–	–								
138	20,1; 21,4; 19,9; 26,4	559	–	–								
139	22,3; 18,9; 22,7	468	–	–								
140	21,3; 18,7; 24,5; 22,8	298	–2128 ÷ –2129 –2133 ÷ –2135	н + в вода								
142	22,8; 22,8; 20,9; 22,1	190	–	–								
144	17,4; 23,4; 22,3; 20,8; 25,3; 22,8	515	–	–								
149	21,8; 24,3	696	–2124 ÷ –2127 –2128 ÷ –2131	нефть н + в								
170	20,4; 23,0; 21,9; 24,6	243	–	–								

Вариант 11
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.

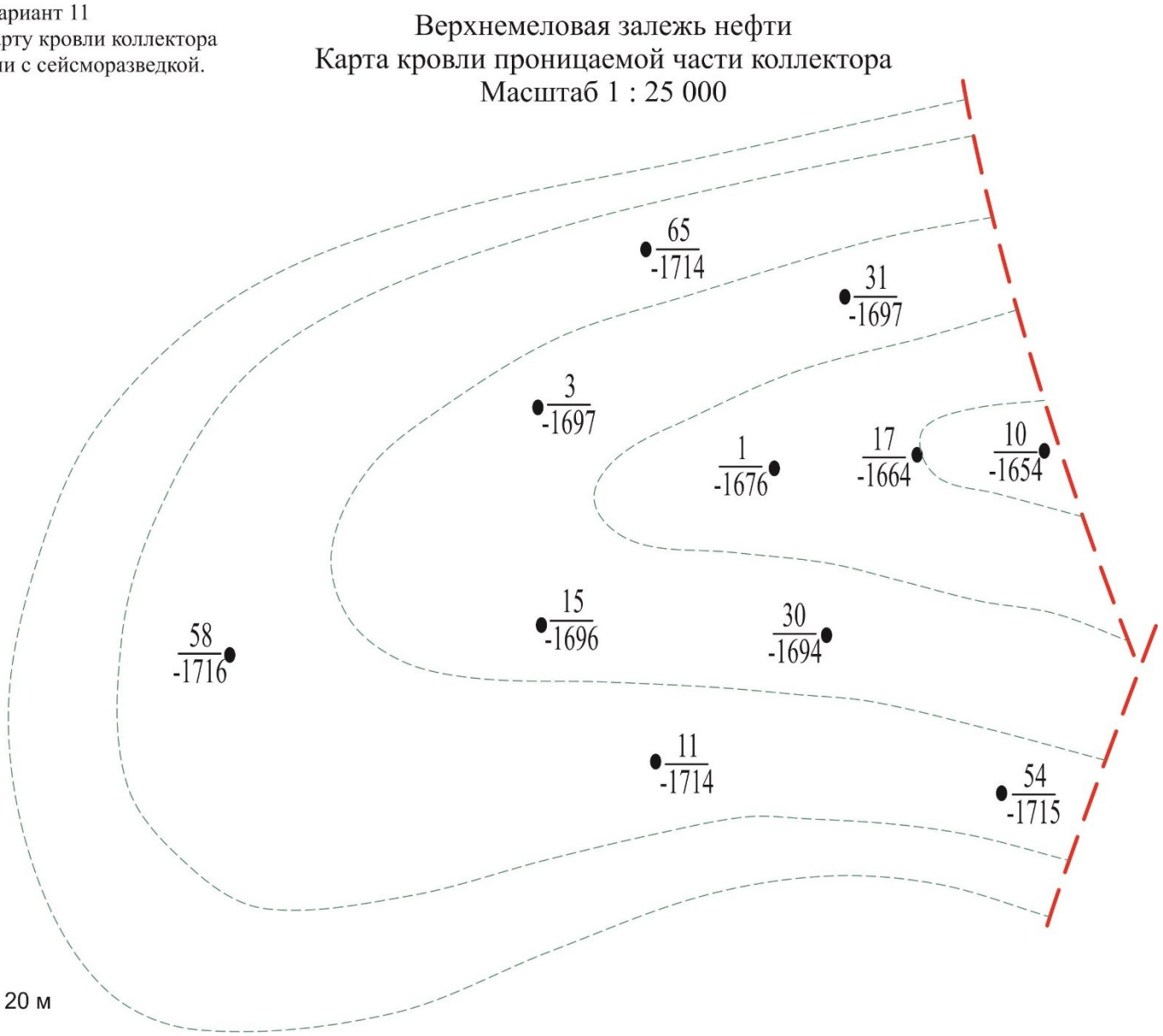
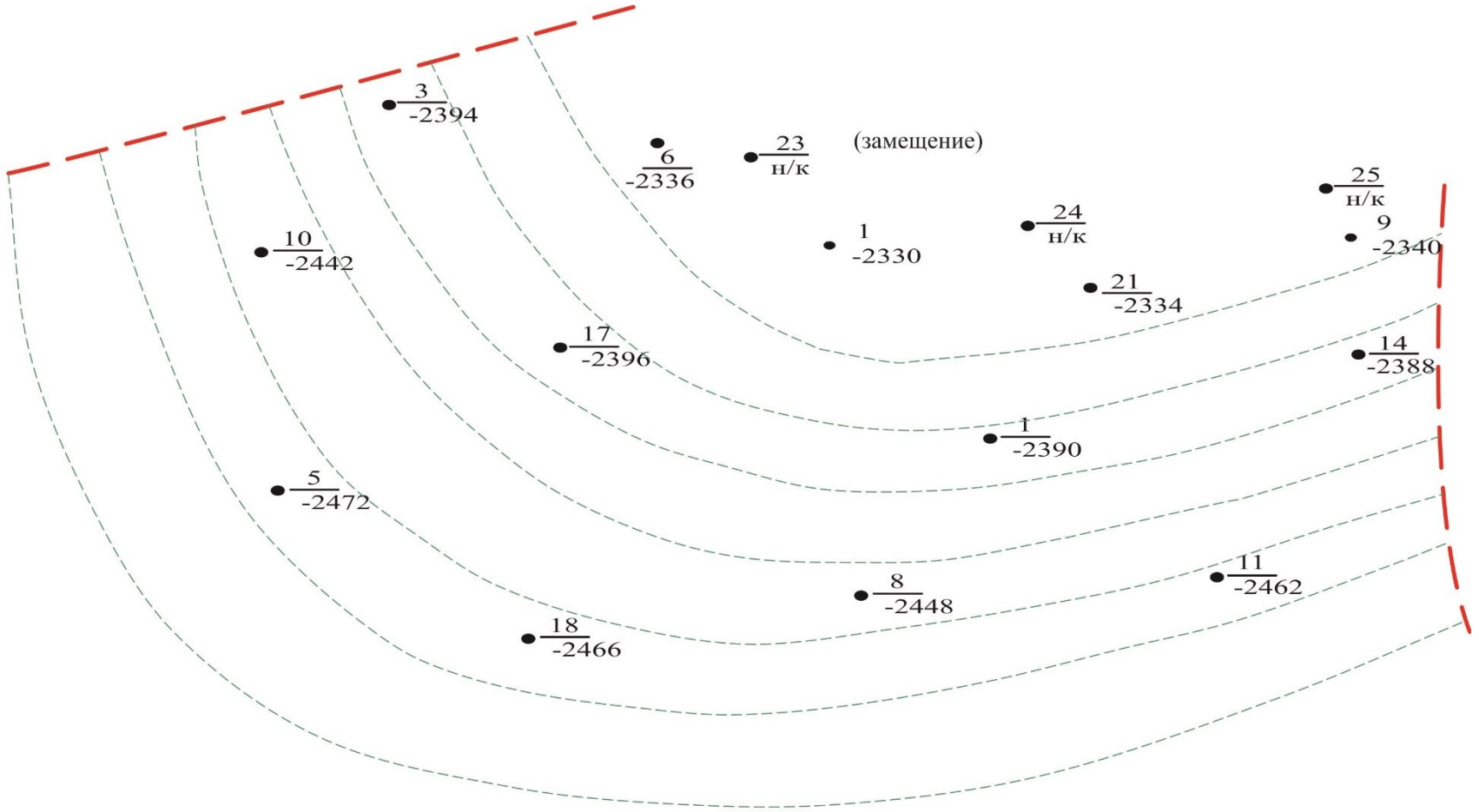


Рисунок 1.12 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Верхнемеловая залежь нефти

Таблица 1.11. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 11.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 11					Верхнемеловая залежь нефти							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	3,99; 3,09; 2,58; 3,37;	752	–	–	доломиты	0,925	0,546	–	0,240	98,8	101	1980
3	3,26; 3,76; 3,53; 2,62; 3,11; 2,98;	437	–1735 ÷ –1738 –1741 ÷ –1744	нефть вода								
10	3,69; 2,20;	314	–	–								
11	3,67; 2,89; 3,22; 2,35; 3,48; 3,92;	690	–	–								
15	3,36; 2,78; 3,07; 2,46;	857	–1738 ÷ –1742 –1744 ÷ –1746	н + в вода								
17	3,38; 2,73; 3,43; 2,86;	230	–1735 ÷ –1737 –1739 ÷ –1741	нефть н + в								
30	2,95; 2,55; 3,48; 3,05; 2,69; 3,67;	915	–									
31	3,03; 2,84; 3,85; 3,43;	489	–	–								
54	2,92; 3,18; 3,33; 2,67; 3,59; 3,14;	560	–1738 ÷ –1739 –1741 ÷ –1743	нефть вода								
58	3,78; 3,39; 2,64; 2,87;	312	–1742 ÷ –1745	вода								
65	3,15; 3,36; 3,18	268	–	–								

Вариант 12
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.



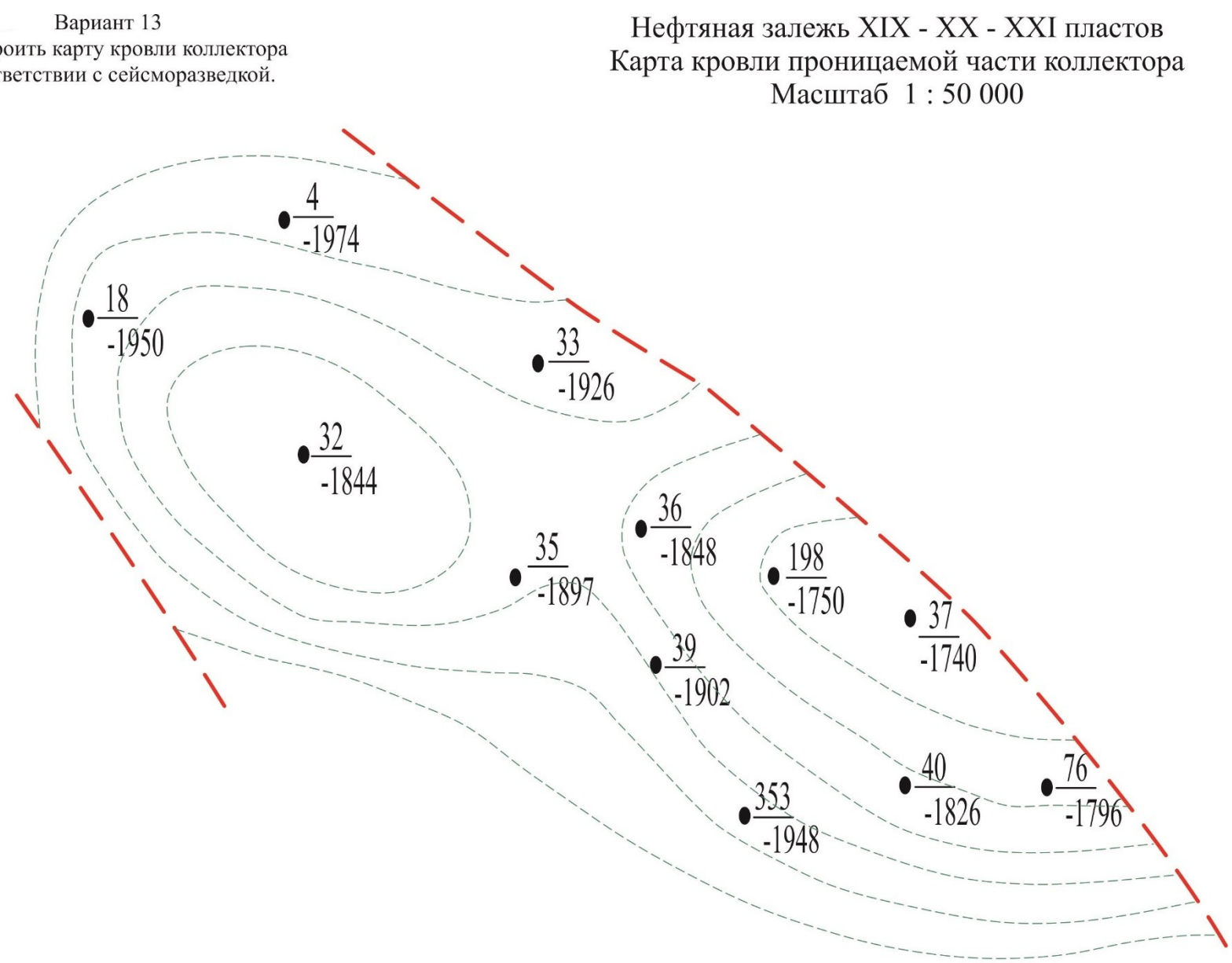
шаг изолиний 25 м

Рисунок 1.13 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь пласта A_3

Таблица 1.12. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 12.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 12					Нефтяная залежь пласта A_3							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	21,6; 23,2; 24,6; 14,3; 21,5; 23,3;	383	–	–	песчаники среднезернистые	0,859	0,451	–	0,289	99,1	120	2555
3	22,9; 30,9; 19,9; 28,0;	297	–	–								
4	26,1; 14,8;	523	–	–								
5	24,4; 25,6; 20,2; 16,6; 19,2; 22,8;	792	–	–								
6	28,1; 15,9; 19,8; 27,1;	406	–2488 ÷ –2490 –2492 ÷ –2494	нефть вода								
8	19,2; 14,7;	292	–2490 ÷ –2492 –2494 ÷ –2496	н + в вода								
9	15,1; 21,0; 24,8; 16,9;	244	–	–								
10	21,0; 15,0; 22,1; 28,5; 25,3; 27,0;	826	–	–								
11	23,9; 23,4; 17,5; 21,9;	261	–	–								
14	21,8; 25,4; 28,1; 26,8;	274	–2486 ÷ –2489 –2493 ÷ –2496	нефть вода								
17	23,2; 27,8; 23,2; 24,4;	446	–2481 ÷ –2488 –2491 ÷ –2492	нефть н + в								
18	17,1; 19,6; 25,8; 27,5;	587	–	–								
21	21,6; 23,8; 24,3; 25,1;	692	–	–								

Вариант 13
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.



шаг изолиний 50 м

Рисунок 1.14 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь XIX – XX – XXI пластов

Таблица 1.13. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 13.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 13					Нефтяная залежь XIX – XX – XXI пластов							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
4	9,2; 11,8; 13,9; 11,7; 13,6; 9,5;	720	–	–	песчаники мелкозернистые	0,920	0,856	–	0,210	97,2	64	2195
18	11,9; 14,2; 11,6; 13,4;	850	–	–								
32	11,5; 13,3;	759	–1995 ÷ –1998	нефть								
33	9,8; 12,0;	621	–	–								
35	14,7; 11,4; 13,2; 13,1;	522	–1999 ÷ –2003 –2004 ÷ –2006	н + в вода								
36	11,3; 9,6; 12,9;	629	–1997 ÷ –2000 –2003 ÷ –2005	нефть вода								
37	14,9; 11,2; 12,0; 14,8;	887	–1997 ÷ –1999 –2002 ÷ –2005	нефть вода								
39	10,1; 12,2; 11,1; 12,8;	756	–	–								
40	10,3; 12,3; 15,5; 10,5;	912	–	–								
76	12,8; 10,4; 12,4; 15,8;	921	–	–								
198	10,9; 12,7;	366	–1999 ÷ –2002	н + в								
353	10,6; 12,5; 10,7; 12,6;	879	–	–								

Таблица 1.14. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 14.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 14					Нефтяная залежь пласта A_2							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	19,5; 15,4; 9,1; 8,4; 17,6; 20,6;	487	–1462 ÷ –1464,5	н + в	песчаники крупнозернистые	0,780	0,562	–	0,221	97,4	93	1590
3	9,2; 27,5; 13,1; 13,7;	337	–1456 ÷ –1461 – 1464 ÷ –1466	нефть вода								
4	12,3; 16,8; 11,6; 13,1; 14,8; 14,1;	425	–1462,5 ÷ –1464 –1353 ÷ –1355	н + в вода								
7	13,4; 7,5; 12,3; 21,3;	442	–1460 ÷ –1462 –1464 ÷ –1465,5	нефть вода								
8	17,2; 8,2; 15,5; 15,8; 21,7; 12,8;	595	-	–								
10	14,9; 8,4; 11,2; 18,6;	601	-	–								
11	18,3; 21,8; 20,3; 16,0; 14,5; 16,2;	621	-	–								
15	11,7; 20,3; 23,7; 17,4; 16,9; 16,4;	372	-	–								
19	17,3; 18,2; 14,6; 12,4; 15,1; 17,4;	463	-	–								
20	16,1; 20,3; 21,1; 16,7	581	-	–								

Таблица 1.15. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 15.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 15					Нефтяная залежь IX пласта нижнего мела							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	8,4; 13,1; 20,4; 25,9;	281	-3319÷-3322 -3324÷-3327	нефть вода	песчаники крупнозернистые	0,812	0,536	–	0,265	98,4	131	3687
3	13,5; 20,6; 25,7; 6,2; 13,3; 20,2;	724	-	–								
4	26,1; 13,5; 17,9; 13,6; 7,9; 13,8;	504	-	-								
6	20,2; 26,7; 13,1; 17,5; 24,1; 8,2;	545	-	–								
8	15,2; 21,5; 27,2; 11,9; 17,7; 23,9;	884	-	-								
9	13,4; 15,9; 21,9; 27,1;	659	-3322÷-3325 -3325÷-3328	н + в вода								
14	11,6; 17,9;	458	-3318÷-3321 -3322÷-3325	нефть н + в								
15	23,1; 11,1;	274	-	–								
19	16,5; 22,5; 27,5; 9,5; 17,5; 22,8;	864	-	–								
20	10,5; 15,6;	562	-	–								
23	21,4; 27,8;	297	-3320÷-3322 -3325÷3327	нефть вода								

Таблица 1.16. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 16.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 16					Нефтяная залежь угленосной свиты							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3	16,2; 23,5;	138	–	–	песчаники крупнозернистые	0,812	0,356	–	0,196	96,4	149	2830
4	25,4; 23,0; 25,9; 30,6;	245	–2618 ÷ –2621	н + в								
5	16,5; 23,7; 25,4; 23,6;	301	–	–								
12	25,1; 30,3;	332	–2617 ÷ –2619,5 –2620,5 ÷ –2622,5	нефть вода								
18	30,1; 19,6; 23,3; 25,7;	353	–2619 ÷ –2621 –2621 ÷ –2622	н + в вода								
80	23,7; 25,6; 29,5; 21,1; 25,1; 27,1;	477	–	–								
90	25,3; 29,3; 25,5; 21,9; 23,4; 27,4;	502	–	–								
101	23,5; 25,1; 26,9; 21,4;	345	–2613 ÷ –2619,5 –2621 ÷ –2623	нефть вода								
103	23,6; 27,7; 27,5; 25,5;	492	–	–								
104	21,3; 23,6;	489	–	–								
108	27,9; 21,7; 25,9; 26,3; 23,3; 25,6;	467	–	–								
111	26,6; 21,5; 25,0; 26,1; 27,5; 25,2;	505	–	–								
113	21,6; 25,6; 26,4; 25,2;	291	–	–								

Таблица 1.17. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 17.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10-3 (мкм)2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м3/т	Средняя глубина
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 17					Нижнемеловая залежь нефти							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	18,4; 9,7; 5,3; 16,5; 15,1; 2,0;	672	–	–	песчаники мелкозернистые	0,850	0,815	–	0,175	97,4	67	1270
2	4,7; 15,8;	354	–988 ÷ –991	н + в								
3	12,3; 12,7; 15,1; 12,7; 7,8; 10,3;	532	–	–								
4	18,8; 16,2; 4,4; 14,1; 14,7; 19,0;	412	–	–								
7	10,5; 12,8; 8,4; 16,3; 19,7; 12,3;	750	–984 ÷ –987 –990 ÷ –993	нефть вода								
8	12,0; 12,5; 12,2;	412	–	–								
9	9,4; 16,1; 21,0; 15,4;	302	–985 ÷ –988 –990 ÷ –994	нефть вода								
13	15,3; 15,4; 17,6; 16,2;	345	–	–								
18	10,8; 5,6; 13,1; 15,4;	342	–983 ÷ –986 –991 ÷ –995	нефть вода								
24	15,4; 18,3; 19,2; 12,7;	355	–	–								

Порядок выполнения работы.

1. Составить таблицу ранжированного ряда распределения (таблица 1.18) .

Таблица 1.18. Ранжированный ряд распределения значений открытой пористости

Границы класса, %	Середина класса x_j, %	Частота f_j	Накопленная частота f_{kj}	Плотность частоты f_{pj}, $f_{pj}=\frac{f_j}{d}$	Условная варианта α_j	α_j^2	$(f_j*\alpha_j)$	$(f_j*\alpha_j^2)$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Σ	-	N	-	-	-	-		

2. Определить количество классов (интервалов разбиения, n), первоначального ряда результатов наблюдений, используя формулу Стерджесса:

$$n=1+3,322\lg N, \quad (1.1)$$

где N объём совокупности (количество исходных данных).

3. Рассчитать длину классового интервала d:

$$d=\frac{x_{\max}-x_{\min}}{n}, \quad (1.2)$$

где x_{max} и x_{min} наибольшее и наименьшее значения открытой пористости; n количество классов.

4. Заполнить столбец 1 таблицы 1.18. Начало первого интервала соответствует минимальному значению открытой пористости.

5. Определить середину каждого интервала и заполнить столбец 2 таблицы 1.18.

6. Определить частоту встречаемости значений открытой пористости в каждом интервале, заполнить столбец 3 таблицы 1.18. Сумма частот всех интервалов равна объёму совокупности.

7. Рассчитать накопленную частоту (f_{kj}) для каждого интервала, для первого интервала она равна частоте этого интервала, для второго – сумме частот второго и первого интервалов, для третьего – сумме частот третьего, второго и первого интервалов и т.д. Заполнить столбец 4 таблицы 1.18.

8. Заменить истинные значения открытой пористости, соответствующие середине каждого интервала условными вариантами (α_j), вычислив их по формуле:

$$\alpha_j = \frac{x_j - x_0}{d}, \quad (1.3)$$

где x_j - середина класса; x_0 - середина класса, занимающая центральное положение в ряду или имеющая наибольшую частоту.

Заполнить столбец 6 таблицы 1.18.

9. Рассчитать произведение частоты и условной варианты (f_j*α_j) для каждого интервала, заполнить столбец 8 таблицы 1.18.

10. Определить первый условный начальный момент:

$$V_1' = \frac{\Sigma(f_j * \alpha_j)}{N}. \quad (1.4)$$

11.Вычислить среднее значение открытой пористости:

$$M_x = \bar{K}_{\text{по}} = V_1' * d + x_0. \quad (1.5)$$

12. Определить второй условный начальный момент, дисперсию и среднеквадратическое стандартное отклонение, коэффициент вариации:

$$V_2' = \frac{\Sigma(f_j * \alpha_{j^2})}{N}, \quad (1.6)$$

$$\sigma^2 = [V_2' - (V_1')^2] * d^2, \quad (1.7)$$

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2}, \quad (1.8)$$

$$W = \frac{\sigma}{M_x} * 100. \quad (1.9)$$

12. Рассчитать абсолютную и относительную ошибки среднего значения открытой пористости. В случае большой выборки (>30) абсолютная ошибка рассчитывается по формуле:

$$E_{K_{по}} = \pm \frac{t * \sigma}{\sqrt{N}}, \quad (1.10)$$

где t - гарантийный коэффициент, определяющий вероятность получения фактической ошибки, не выходя за пределы вычисленных значений, t = 1, 2, 3; при расчетах принимается t=2.

Относительная ошибка подсчётного параметра определить по зависимости:

$$E'_{K_{no}} = \frac{E_{K_{no}}}{Mx} ¿ 100 \quad (1.11)$$

.

Пример. По результатам исследования керна имеется 100 определения открытой пористости, значения которой изменяются от 0,8 до 11,9 %. Составим специальную таблицу (таблица 1.19).

Таблица 1.18. Расчет средней величины открытой пористости вероятностно-статистическим методом

Ёмкость класса d, %	Середина класса x_j, %	Частота f_j	Накопленная частота f_{kj}	Плотность частоты f_{pj} $f_{pj} = \frac{f_j}{d}$	Условные варианты α_j	α_j^2	$f_j * \alpha_j$	$f_j * \alpha_j^2$
0-2	1	3	3	1,5	-2	4	-6	12
2-4	3	13	16	6.5	-1	1	-13	13
4-6	5	33	49	16.5	0	0	0	0
6-8	7	30	79	15	1	1	30	30
8-10	9	17	96	8.5	2	4	34	68
10-12	11	4	100	2	3	9	12	36
							Σ+54	Σ159

Вычислим первый условный начальный момент и определим истинное значение подсчётного параметра:

$$V'_1 = \frac{\Sigma f_j * \alpha_j}{N} = \frac{54}{100} = 0,54\ \%,$$

$$M_x = K_{по} = V'_1 * d + x_0 = 0,54 * 2 + 5 = 6,08\ \%.$$

Второй условный начальный момент, дисперсия и среднеквадратичное отклонение, коэффициент вариации составят:

$$V'_2 = \frac{\Sigma f_j * \alpha_j^2}{N} = \frac{159}{100} = 1,59,$$

$$\sigma^2 = [V'_2 - (V'_1)^2] * d^2 = [1,59 - 0,54^2] * 2^2 = 5,19,$$

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} = \sqrt{5.19} = 2,28\ \%,$$

$$W = \frac{\sigma}{M_x} * 100 = \frac{2,28}{6,08} * 100 = 37,5\ \%$$

.

Абсолютная ошибка определения среднего значения параметра в рассчитывается по формуле (1.10):

$$E_{K_{по}} = \pm \frac{t * \sigma}{\sqrt{N}} = \frac{2 * 2,28}{\sqrt{100}} = 0,46\%,$$

Относительная ошибка подсчётного параметра определена по зависимости (1.11):

$$E'_{K_{по}} = \frac{E_{K_n}}{Mx} ¿ 100\% = \frac{0,46}{6,08} * 100 = 7,6\%.$$

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, подробное решение предложенной задачи, вывод.

В выводе необходимо обосновать, какому закону распределения подчиняется выборочная совокупность подсчётного параметра и аргументировать необходимость/отсутствие необходимости привлечения дополнительных сведений по открытой пористости, полученных в результате геофизических и гидродинамических исследований. Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. Что такое открытая пористость, коэффициент открытой пористости?
2. Каким образом определяется количественное значение открытой пористости, с какой целью находится среднее значение?
3. Какие виды графических построений используются для наглядного изображения рядов распределения?
4. Каковы основные причины отклонения статистического распределения значений коэффициентов открытой пористости и нефтегазонасыщенности от закона нормального распределения? Как этот факт влияет на способ расчёта среднего значения подсчётного параметра?

5. Как влияет взаимосвязанное изменение подсчётных параметров на способ расчёта их средних значений?
6. Каким образом определяется среднее значение открытой пористости и использованием условных вариант и условных начальных моментов.
7. Каким образом рассчитываются и с какой целью используются коэффициент вариации, абсолютная и относительная ошибки определения среднего значения открытой пористости.

Рекомендуемая литература и Интернет-ресурсы: [1, 3, 4, 5, 6].

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 2

Определение среднего значения коэффициента проницаемости и нефтенасыщенности продуктивного пласта

Цель: Приобретение навыков определения среднего значения коэффициента проницаемости и нефтенасыщенности продуктивного пласта вероятностно-статистическим и корреляционным методами.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).

5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

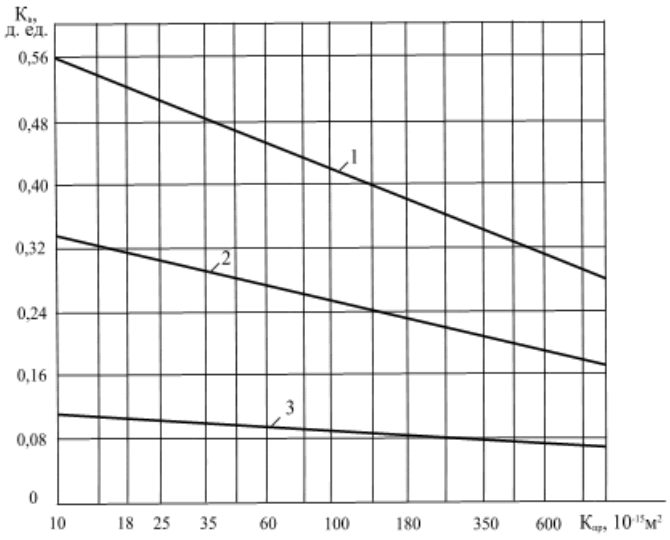
Теоретическое обоснование. Нефтесодержание породы – коллектора количественно оценивается *коэффициентом нефтенасыщенности*, численно равным отношению объемы открытых пустот, занятых нефтью, к общему объему открытых пустот.

Следует учитывать, что пустотное пространство заполнено углеводородными флюидами, а часть его занято водой. При подсчете запасов коэффициенты нефтенасыщенности и газонасыщенности определяются из выражения:

$$K_{н(г)} = 1 - K_{в} \quad (2.1)$$

где $k_в$ коэффициент остаточной водонасыщенности (доли единицы), характеризующий содержание в открытых пустотах воды, физически связанной с породой.

Исследованиями М. Маскета, П. Джонса и С. Закса установлено, что остаточная водонасыщенность коллекторов различного литологического состава уменьшается с увеличением их проницаемости (рисунок 2.1). *Проницаемость горных пород* характеризует пропускную способность породы для жидкости, газа или их смеси при наличии перепада давления.



Условные обозначения:

Пески:
1 - мелкозернистые;
2 - среднезернистые;
3 - известняки, доломиты и крупнозернистые пески.

Рисунок 2.1. График Джонса и Загса

В настоящее время прямым методом определения нефтенасыщенности принято считать расчет величины этого признака по остаточной водонасыщенности, установленной на кернах, полученных при бурении скважин на безводном растворе. Другие методы определения нефтенасыщенности: по геофизическим данным или по лабораторным исследованиям связанной воды способами капиллярного давления, центрифугирования, капиллярного впитывания, испарения, хлоридным и др. являются косвенными, и при их применении необходим тщательный учет всех факторов, влияющих на качество результатов.

При определении нефтенасыщенности по геофизическим данным сначала вычисляют среднюю взвешенную по мощности величину ее в каждой скважине. Дальнейший расчет параметра производят в зависимости от характера изменчивости его по залежи. Если значения средней взвешенной нефтенасыщенности в скважинах мало отличаются друг от друга или в их изменении нет закономерностей, то параметр нефтенасыщенности вычисляют как среднюю арифметическую величину из значений ее в скважинах.

При наличии закономерных изменений по площади строят карты нефтенасыщенности, а параметр определяют как среднюю взвешенную по площади величину. Если в залежи имеются обширные водонефтяные зоны, то среднюю взвешенную насыщенность необходимо определять раздельно для чисто нефтяной и водонефтяной зон.

Для определения проницаемости пород-коллекторов, и также коэффициента продуктивности, относительной проницаемости, вероятного свободного дебита скважин используются связи этих параметров с показаниями электрических методов и гамма-метода. Основой связей являются корреляционные зависимости между проницаемостью пород и их глинистостью, удельной поверхностью, количеством и характером распределения остаточной воды и т. п. Перспективны методы ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), вызванных потенциалов (ВП) и акустический (АК), а также использование многомерных корреляций между проницаемостью и двумя и или несколькими геофизическими параметрами.

Аппаратура, оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы является выборочная совокупность значений проницаемости пород, определённых в скважинах, вскрывших залежь нефти. Данные представлены в табличной форме (таблицы 1.1 - 1.17)

Порядок выполнения работы.

1. Определить величину среднего значения коэффициента проницаемости:

$$M_{K_{np}} = \frac{\sum K_{np_i}}{N}, \qquad (2.2)$$

где N – количество определений коэффициента проницаемости; K_{np_i} – значение коэффициента проницаемости в i-той скважине.

2.Определить размах совокупности (выборки):

$$R = K_{np_{\max}} - K_{np_{\min}}, \qquad (2.3)$$

где $K_{прmax}$, $K_{прmin}$ – соответственно максимальное и минимальное значения коэффициента проницаемости.

3. В соответствии с таблицей 2.1 выбрать коэффициент выборки (α_N).

Таблица 2.1 – Значение α_Nв зависимости от объема совокупности (N<13)

N	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
α_n	1,128	1,693	2,059	2,326	2,534	2,704	2,847	2,93	3,078	3,173	3,258

4. Вычислить среднеквадратическое стандартное отклонение:

$$\sigma = \pm \frac{R}{\alpha_N}. \quad (2.4)$$

5. Рассчитать коэффициент вариации:

$$W = \frac{\sigma}{M_{K_{пр}}} \cdot 100\% \quad (2.5)$$

.

6. Исходя из величины гарантийного коэффициента вероятности t, определённого из таблицы 2.2 для малых выборок (P(t)=0,682) рассчитать величину абсолютной ошибки определения средней арифметической коэффициента проницаемости:

Таблица 2.2 – Значение t в зависимости от объема выборки (t<21)

N	3	4	6	8	10	12	14	16	18	20
P(t)=0,682	1,32	1,3	1,11	1,08	1,06	1,04	1,02	1,01	1,01	1,01
P(t)=0,954	4,5	3,3	2,6	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,1

$$E_{M_{K_{пр}}} = \pm \frac{t \cdot \sigma}{\sqrt{N}} \quad (2.6)$$

7. Определить генеральное среднее значение коэффициента проницаемости:

$$M_Г = M_{K_{пр}} \pm E_{M_{K_{пр}}}, \quad (2.7)$$

и относительную ошибку:

$$E'_{M_{K_{пр}}} = \pm \frac{E_{M_{K_{пр}}}}{M_{Kпр}} ¿ 100, \quad (2.8)$$

8. Определить приближенную оценку коэффициента водонасыщенности ($К_в$) по графику зависимости содержания связанной воды от коэффициента нефтенасыщенности (рисунок 2.1).

9. Рассчитать коэффициент нефтенасыщенности:

$$K_н = 1 - K_В \qquad (2.9)$$

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, подробное решение предложенной задачи, вывод. Полученные результаты иллюстрировать графиком.

Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. Что такое проницаемость, коэффициент нефтенасыщенности, остаточная водонасыщенность?
2. Каким образом определяется количественное значение проницаемости и коэффициента нефтенасыщенности интервала разреза?
3. Что является общим и в чем существуют различия при определении средних значений коэффициентов пористости и нефтенасыщенности?
4. Какие из существующих методов определения коэффициента нефтенасыщенности являются наиболее достоверными?
5. Каким образом определяется среднее значение коэффициента нефтенасыщенности по геофизическим данным?
6. Как влияет наличие закономерных изменений нефтенасыщенности по площади на способ определения среднего значения этого подсчётного параметра?
7. Каким образом определяется среднее значение нефтенасыщенности при наличии корреляционной связи между проницаемостью и остаточной водонасыщенностью (при малом объёме выборок)?

8. Каким образом рассчитываются и с какой целью используются коэффициент вариации, абсолютная и относительная ошибки определения среднего значения параметра?

Рекомендуемая литература и Интернет-ресурсы: [1, 3, 4, 5, 6].

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 3

Определение положения водонефтяного контакта (ВНК) в скважине, абсолютной среднеквадратической ошибки установления положения ВНК в отдельной скважине

Цель: Приобретение навыков определения положения водонефтяного контакта в скважине и оценки среднеквадратической ошибки установления его положения.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).
5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

Теоретическое обоснование.

Площадь пластовых залежей контролируется внешним контуром нефтегазоносности (ВНК). В залежах сложных типов границы выклинивания пластов и литолого-фациального замещения коллекторов проводятся на середине расстояния между скважинами, вскрывшими и невскрывшими коллектор.

Информацией о положении ВНК в каждой отдельной скважине служат данные изучения керна, материалы промыслово-геофизических исследований (ГИС) и результаты поинтервального опробования и испытания.

Для обоснования ВНК и проведения границ залежей составляется схема опробования скважин и обоснования контактов. На схеме приводятся все сведения о результатах опробования в колонне, данные замеров гидродинамическими приборами, результаты интерпретации ГИС.

При обосновании положения ВНК следует учитывать, что в пластах с хорошими коллекторскими свойствами сформировавшиеся залежи характеризуются резкой границей между нефтью (газом) и водой. В формирующихся залежах, особенно в неоднородных пластах, между зонами стабилизированного, или предельного, нефтегазонасыщения и водонасыщения располагается переходная зона. В разрезе переходной зоны условно выделяются три интервала, различающиеся по степени насыщения коллекторов нефтью и соответственно по получаемой из них продукции в скважинах. При опробовании верхнего интервала, граничащего с зоной стабилизированного насыщения, получают притоки безводных нефти; при опробовании среднего интервала – притоки нефти и газа с водой, причем, чем ближе к водонасыщенной зоне, тем выше доля воды в продукции скважины; опробование нижнего интервала со значениями нефтегазонасыщенности меньше граничных дает притоки практически одной воды.

Контакт нефть-вода, как правило, редко бывает абсолютно плоским, обычно он образует неровную поверхность, близкую к горизонтальной или

наклонной. При определении контуров залежи проводится условная плоскость, причем таким образом, чтобы она была средней по отношению к установленным контактам в отдельных скважинах. При определении нефтегазонасыщенного объема эффективная нефтегазонасыщенная толщина в каждой скважине учитывается как сумма толщин всех продуктивных интервалов, независимо от их положения относительно принятого среднего уровня положения ВНК. Точки пересечения ее с картами поверхности кровли и подошвы коллекторов пластовых залежей соединяются между собой, определяя положение внешнего и внутреннего контуров.

При горизонтальном ВНК внешний и внутренний контуры нефтеносности проводятся по изогипсам каждой карты, имеющим отметку принятых контактов. В массивной залежи проводится только внешний контур на карте поверхности кровли пласта.

Методика и порядок выполнения работы

Положение ВНК может быть определено по данным интерпретации каротажных диаграмм и по данным результатов опробования. Абсолютные среднеквадратические ошибки установления ВНК определяются двумя способами:

1. По данным интерпретации каротажных диаграмм.

Абсолютная среднеквадратическая ошибка установления ВНК по данным интерпретации каротажных диаграмм в отдельной скважине ($E_{z\ внк}$) рассчитывается по формуле:

$$E_{z\ внк} = \pm\sqrt{E_1^2 + E_2^2 + E_3^2 + E_{от}^2} \qquad (3.1)$$

где E_1 – среднеквадратическая ошибка отбивки устья, м; E_2 – среднеквадратическая ошибка промера каротажного кабеля, м; E_3 – среднеквадратическая ошибка учета кривизны скважины, м; $E_{кр}$ – абсолютная среднеквадратическая ошибка отбивки ВНК по каротажным диаграммам (принимается равной 0,2 м). Величины E_1, E_2 и E_3 определяются по таблице 3.1.

2. По данным результатов опробования.

В случае определения положения ВНК с помощью опробователей, испытателей пластов, а также при стационарном опробовании, абсолютная среднеквадратическая ошибка установления ВНК в отдельной скважине ($E_{z\,внк}$) рассчитывается по формуле:

$$E_{z\,внк} = \pm\sqrt{E_1^2 + E_2^2 + E_3^2 + E_{ин}^2}, \qquad (3.2)$$

Таблица 3.1 – Среднеквадратические ошибки, входящие в расчётную формулу для определения абсолютной среднеквадратической ошибки установления ВНК

Среднеквадратические ошибки				
Средняя глубина залежи, м	Отбивка устья, E_1, м	Промера каротажного кабеля, E_2, м	Учета кривизны скважины, E_3, м	Отбивка кровли $E_{кр}$, м
700	1,0	0,65	0,500	0,2
800		0,7	0,533	
900		0,75	0,566	
1000		0,8	0,600	
1100		0,85	0,633	
1200		0,9	0,666	
1300		0,95	0,7	
1400		1,00		
1500		1,05		
1600		1,1	0,8	
1700		1,15		
1800		1,2		
1900		1,25	0,9	
2000		1,3		
2100		1,35		
2200		1,4	1,0	
2300		1,45		
2400		1,5		
2500		1,6	1,1	
2600		1,7		
2700		1,8		
2800		1,9	1,2	
2900		2,0		
3000		2,1		
3100		2,2		
3200		2,3	1,4	
3300		2,4		
3400		2,5		
3500		2,65		
3600		2,8	1,6	
3700		3,1		
3800		3,25		
3900		4	1,8	

где $E_{ин}$ – абсолютная среднеквадратическая ошибка отбивки ВНК в скважине при поинтервальном опробовании:

$$E_{ин}=\pm\sqrt{\frac{[\Sigma d]}{4n}}, \quad (3.3)$$

где n – количество скважин, в которых определялось положение ВНК; Σd – сумма квадратов разности предельных отметок возможного положения ВНК.

Величина d может определяться двумя способами:

а) Если из отдельных интервалов получены чистая вода и чистая нефть, то величина d равна разности между верхней границей интервала перфорации, из которого получена вода, и нижней границей интервала перфорации, из которого получена чистая нефть (рисунок 3.1).

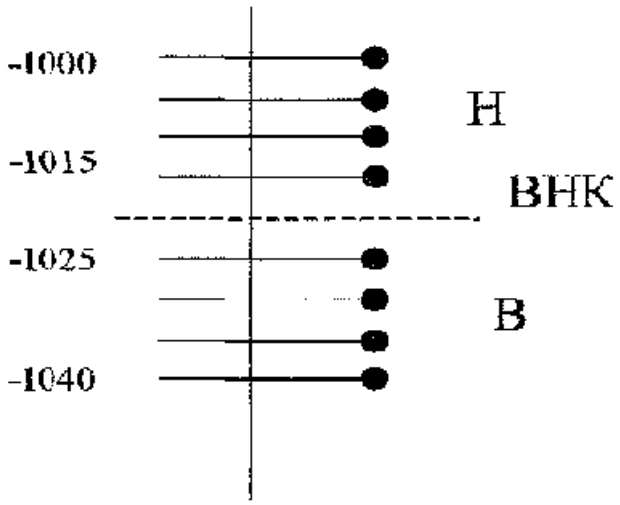


Рисунок 3.1. Схема определения величины d в случае, если в одном интервале получена чистая нефть, во втором – вода

$$H_{а\ внк}=\frac{[H_{в\min}]+[H_{н\max}]}{2} \quad (3.3)$$

$$H_{а\ внк}=\frac{минус\,1025+минус\,1015}{2}=минус\,1020 \text{ м.}$$

$$[d]=[|H_{н\max}|-|H_{в\min}|]^2 \quad (3.4)$$

$$[d]=[1025-1015]^2=100 \text{ м.}$$

б) Если из интервала получена нефть с водой, то величина d равна разности между границами интервала испытания плюс поправка на

возможный захват нефти или воды выше или ниже интервала испытания (она равна 2 м)

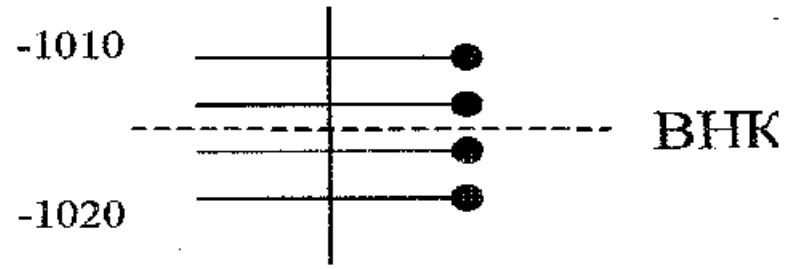


Рисунок 3.2. Схема определения величины d в случае, если в из интервала получена нефть с водой

$$H_{а\ внк}=\frac{\left[H_{нв_{\min}}\right]+\left[H_{нв_{\max}}\right]}{2} \qquad (3.5)$$

$$H_{а\ внк}=\frac{минус\,1010+минус\,1020}{2}=минус\,1015$$

$$[d]=[|H_{н\max}|-|H_{в\min}|+2]^2 \qquad (3.6)$$

$$[d]=[1020-1010+2]^2=144\ м.$$

Аппаратура, оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы являются данные результатов опробований скважин, представленные в табличной форме (таблицы 1.1 -1.17).

Порядок выполнения работы:

1. По исходным данным составить схему опробования скважин и обоснования контакта нефть-вода;

2. Рассчитать предельные отметки возможного положения ВНК ($H_{а\ внк}$) и величины квадратов разности предельных отметок возможного положения ВНК ([d]) для каждой скважины;

3. Определить абсолютную среднеквадратическую ошибку отбивки ВНК при поинтервальном опробовании по формуле 3.3;

4. Определить абсолютную среднеквадратическую ошибку установления ВНК в отдельной скважине по зависимости 3.2;

5. Определить среднеарифметическую отметку ВНК по формуле 3.5:

$$M_{ВНК} = \frac{\sum_{i=1}^{n} H_{a.ВНКi}}{n} \quad (3.5)$$

Составить схему опробования скважин, определить глубинное положение ВНК в каждой скважине, провести линию, отвечающую пространственному положению ВНК в залежи.

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, исходные данные, схему опробования залежи, ход выполнения расчётов, вывод. Защита работы проводиться в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. С какой целью составляется схема опробования и обоснования контактов, что на ней приводится?
2. Охарактеризуйте особенности строения переходной зоны между зонами предельного нефтегазонасыщения и водонасыщения, а также приведите способы отбивки контактов ВНК.
3. Каким образом определяется положение внешнего и внутреннего контуров нефтеносности?
4. Чем контролируется площадь пластовых залежей? Как проводятся границы в залежах сложных типов?
5. Какие среднеквадратические ошибки входят в расчётную формулу для определения абсолютной среднеквадратической ошибки установления ВНК по данным интерпретации каротажных диаграмм?
6. Каким образом рассчитываются абсолютная среднеквадратическая ошибка отбивки ВНК при поинтервальном опробовании ($E_{ин}$) и абсолютная среднеквадратическая ошибка установления ВНК в отдельной скважине ($E_{z\,внк}$)?
7. Каким образом определяется отметка ВНК для всей залежи?

Рекомендуемая литература и Интернет-ресурсы: [1, 3, 4, 5, 6].

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 4

Определение среднего значения эффективной нефтенасыщенной толщины и площади залежи, их абсолютных и относительных ошибок

Цель: Приобретение навыков определения среднего значения эффективной нефтенасыщенной толщины, его абсолютной и относительной ошибок и оценки ошибки площади залежи.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).
5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

Теоретическое обоснование. Площадь залежи определяет по данным пробуренных скважин с учетом результатов их испытания. При подсчете запасов нефти площадь измеряется планиметром на подсчетных планах.

Подсчетный план строится на основе структурной карты по кровле продуктивного горизонта, составленной в масштабах 1:5000 до 1:50000. На ней условными знаками показаны результаты опробования (испытания) всех скважин, пробуренных на дату подсчета. Эти результаты в комплексе с данными изучения керна, геофизических исследований позволяет определить пространственное положение внешнего контура нефтеносности исследуемой залежи. Площадь, ограниченная этим контуром, и есть искомая величина.

Продуктивный пласт в пределах нефтяной залежи характеризуется общей, эффективной и нефтенасыщенной толщиной. Общая толщина – это разность между глубинами залегания подошвы и кровли пласта. Эффективной толщиной называют суммарную толщину проницаемых прослоев, по которым возможно движение флюидов в пласте. Нефтенасыщенная толщина представляет собой суммарную толщину проницаемых прослоев, заполненных нефтью.

Нефтенасыщенная толщина определяется по результатам изучения керна и геофизических исследований скважин, вскрывших продуктивный пласт.

Значение нефтенасыщенной толщины может быть рассчитано как средневзвешенное по площади, если известны закономерности изменения этого параметра по залежи, т.е. построена карта эффективных толщин пласта.

При незначительном количестве пробуренных скважин построение карты изопахит невозможно. В этом случае эффективная нефтенасыщенная толщина определяется как среднее арифметическое значение этого параметра в скважинах, полностью вскрывших продуктивный пласт.

Аппаратура, оборудование и материалы. Исходными данными для выполнения работы являются результаты определения по скважинам эффективных нефтенасыщенных толщин. Данные представлены в виде карты изопахит (рисунки 4.1 - 4.17).

Порядок выполнения работы.

1. Рассчитать среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины $\overline{h_{эф.н}}$ как средневзвешенную по площади залежи величину с помощью карты изопахит:

$$\overline{h_{эф.н}} = \frac{f_1 h_1' + f_2 h_2' + \ldots\ldots + f_n h_n'}{f_1 + f_2 + \ldots\ldots + f_n} = \frac{\sum_{i=1}^{n} f_i h_i'}{F_{зал}}; \qquad (4.1)$$

где $f_1 \ldots f_n$ – площадь элементарного участка между двумя соседними изопахитами, замеренная с помощью планиметра по карте изопахит, м^2; h_1' ... h_n' – среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин на элементарном участке между двумя соседними изопахитами:

$$h_i' = \frac{h_j + h_{j+1}}{2}, \text{ м.} \qquad (4.2)$$

где j – номер изопахиты.

На последнем элементарном участке среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин на элементарном участке принимается в соответствии со следующими факторами:

а) если в центре есть скважина, то h_{j+1} берется по скважине;

б) если скважина отсутствует, то можно h_{j+1} принять равным h_j;

в) лучше всего построить профильный разрез через центральную часть и определить h_{j+1}.

2. Рассчитать абсолютную среднеквадратическую ошибку определения нефтенасыщенной толщины по карте изопахит E_h (м) по формуле:

$$E_h = \pm \frac{E_{\Delta h}}{F_{зал}} \sqrt{f_1^2 + f_2^2 + \ldots\ldots + f_n^2}, \qquad (4.3)$$

где $F_{зал}$ – площадь залежи, м^2; $f_1 \ldots f_n$ – площади отдельных полей между двумя отдельными изопахитами; $E_{\Delta h}$ – среднеквадратическая ошибка определения площади отдельного поля, определяется по формуле (4.4) и принимается равной ошибке карты ($E_{ок}$), т. е. ошибке проведения изолиний, м.

$$E_{\Delta h} = E_{ок} = \sqrt{E_1^2 + E_2^2 + E_3^2 + E_{кр}^2}, \qquad (4.4)$$

где $E_{кр}$ – среднеквадратическая ошибка отбивки кровли, определяется по таблице 3.1 лабораторной работы 3.

Результаты вычислений представить в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расчёт средневзвешенного значения эффективной нефтенасыщенной толщины по площади

Номер элементарного участка	Площадь элементарного участка по планиметру	Площадь элементарного участка f_i, м^2	Среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины на элементарном участке h_i', м^2	Произведение площади элементарного участка на среднее значение толщины на эл. участке $f_i * h_i'$ м^3	Средневзвешенное значение эффективной нефтенасыщенной толщины по площади $h_{эф.н}$, м

3. Рассчитать относительную ошибку определения нефтенасыщенной толщины по карте изопахит по формуле:

$$E'_h = \frac{E_h}{\overline{h}_{эф.н.}} * 100\% . \quad (4.5)$$

4. Установить, является ли ВНК горизонтальным или наклонным:

а) если разность между максимальными и минимальными отметками ВНК в отдельных скважинах меньше $2*E_{z\,внк}$, то контакт горизонтален:

$$|H_{внк\,max}| - |H_{внк\,mix}| < 2\,E_{z\,внк}$$ – горизонтальный

б) если разность между максимальными и минимальными отметками ВНК в отдельных скважинах больше $2\,E_{z\,внк}$, то контакт наклонный:

$$|H_{внк\,max}| - |H_{внк\,mix}| > 2\,E_{z\,внк}$$ – наклонный.

5. Рассчитать абсолютную среднеквадратическую ошибку площади залежи E_F (м^2):

5.1 Если пластовая сводовая или массивная залежь характеризуется горизонтальным положением ВНК, то расчет абсолютной среднеквадратической ошибки площади залежи производится по формуле 4.6:

$$E_F = \pm \frac{L}{tg\,\alpha} \sqrt{E^2_{ВНКгориз} + \frac{E^2_{\Delta z}}{N}}; \quad (4.6)$$

где: L – длина контура залежи, м; α – средний угол наклона кровли пласта у контура (рисунок 4.18); $E_{\Delta z}$ – ошибка проведения изогипс (4.7); N – число парных определений ВНК (по схеме опробования; Н и В – пара, Н+В – пара)

$$E_{\Delta z} = E_{ок} = E_{\Delta h} = \sqrt{E^2_1 + E^2_2 + E^2_3 + E^2_{кр}}; \quad (4.7)$$

$E_{ВНКгориз}$ – абсолютная среднеквадратическая ошибка определения вероятного значения ВНК, м:

$$E_{ВНК\ гориз} = \pm \sqrt{\frac{\Sigma (H_{a_{ВНКi}} - M_{ВНК})^2}{n(n-1)}} \quad (4.8)$$

где $H_{аВНКi}$ – значение отметок ВНК в отдельных скважинах, м; $M_{ВНК}$ – среднеарифметическая отметка ВНК, м; n — число скважин, в которых определялся ВНК.

5.2 Если пластовая сводовая или массивная залежь имеет наклонный ВНК, то абсолютная среднеквадратическая ошибки площади залежи вычисляется по формуле:

$$E_F = \pm \frac{L}{tg\,\alpha} \sqrt{\frac{(E_{Z_{ВНК}})^2 + E^2_{\Delta z}}{n}}, \quad (4.8)$$

где $E_{Z\ ВНК}$ – абсолютная среднеквадратическая ошибка установления ВНК в скважинах по данным опробования (3.2).

5.3 Оценить относительную ошибку площади залежи (E'_F):

$$E'_F = \frac{E_F}{F} * 100\,\%. \quad (4.8)$$

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, подробное решение предложенной задачи, вывод. Полученные результаты иллюстрировать схемой определения углов наклона кровли пласта у контура нефтеносности на карте изопахит.

Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. Каким образом определяется площадь залежи?
2. С какой целью составляется подсчётный план, что на нем приводится?
3. Чем различаются общая, эффективная и нефтенасыщенная толщины?
4. Каким образом определяется среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины?
5. Приведите расчётные формулы для определения среднеквадратических ошибок определения нефтегазонасыщенной толщины.
6. Каким образом устанавливается, является ли ВНК горизонтальным или наклонным?
7. Как рассчитать абсолютную среднеквадратическую ошибку площади залежи для случая, если залежь характеризуется горизонтальным положением ВНК?
8. Как рассчитать абсолютную среднеквадратическую ошибку площади залежи для случая, если залежь характеризуется наклонным положением ВНК?

Рекомендуемая литература и Интернет-ресурсы: [1, 3, 4, 5, 6].

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 5

Определение объемного коэффициента нефти

Цель: Приобретение навыков определения объемного коэффициента нефти.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе

с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).
5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

Теоретическое обоснование. Известно, что для нефти, находящейся в пластовых условиях, характерно содержание определенного (часто значительного) количества растворенного газа. В процессе снижения пластового давления этот газ выделяется из нефти, существенно изменяя ее физические свойства, в первую очередь плотность и вязкость. Кроме того, происходит уменьшение объема нефти, иногда на 50 – 60 %.

В связи с этим при подсчете запасов необходимо обосновать величину, на которую уменьшится объем пластовой нефти после извлечения ее на поверхность. Для этого введено понятие объемного коэффициента пластовой нефти. Объемным коэффициентом пластовой нефти ($b_н$) называют отношение объема нефти, который она занимает в пластовых условиях к объему получаемой из нее дегазированной нефти в стандартных условиях ($V_{н.ст.}$):

$$b_н = V_{н.пл} / V_{н.ст.} \qquad (5.1)$$

Таким образом, объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 $м^3$ дегазированной на поверхности (при давлении 0,1 МПа и температуре 20°С) нефти.

Величина, обратная объемному коэффициенту пластовой нефти, называется пересчетным коэффициентом (θ):

$$\theta = 1/ b_н. \quad (5.2)$$

Этот параметр входит в формулу объемного метода подсчета запасов и оценки перспективных ресурсов нефти и служит для приведения объема находящейся в залежи нефти к объему извлеченной на поверхность нефти после полного выделения из нее растворенного газа.

Уменьшение объема (усадка) нефти при извлечении ее из пласта на поверхность количественно оценивается коэффициентом усадки (ε), определяемым зависимостями:

$$\varepsilon = (V_{н.пл} – V_{н.ст})/ V_{н.пл} = (b_н – 1)/ b_н = 1 – \theta. \quad (5.3)$$

Объемный коэффициент пластовой нефти наиболее достоверно определяется в результате лабораторного анализа глубинных проб нефти, отобранных из скважин, равномерно расположенных по площади залежи. Вместе с тем, поскольку не всегда удается отобрать качественные глубинные пробы, в практике нашли широкое применение методы расчета величины аналитическим путем, либо определения ее по графическим зависимостям.

Аппаратура, оборудование и материалы. Исходными данными для выполнения работы являются данные по составу и свойству флюидов, отобранных в результате опробования продуктивных пластов для залежей, по которым проводится подсчёт запасов нефти. Данные представлены в табличной форме таблица 5.1.

Порядок выполнения работы.

Ниже рассмотрены четыре метода определения объемного коэффициента пластовой нефти.

1. Расчет $b_н$ по фракционному составу газа, растворенного в нефти

Исходными данными являются сведения о содержании в попутном газе углеводородных и не углеводородных компонентов, газосодержании (пластовом газовом факторе), плотности дегазированной нефти, пластовых температуре и давлении.

Порядок расчета следующий:

1.1. Составить таблицу 5.2

Таблица 5.2 – Расчетная таблица для определения массы и объёма газа в жидкой фазе в 1 $м^3$ нефти

Фракционный состав попутного газа	Содержание фракции (компоненты), доли ед., n_i	Объем газа в 1$м^3$ нефти r_i, $м^3/м^3$,	Масса, кг		Объем, $дм^3$	
			1 $м^3$ газа, m_i	газа в 1 $м^3$ нефти, $M_{г.\,i}$	1 $м^3$ газа в жидкой фазе, υ_i	газа в жидкой фазе в 1 $м^3$ нефти, $V_{г.\,i}$
1	2	3	4	5	6	7
Итого:				$\Sigma M_г$		$\Sigma V_г$

1.2. Заполнить графы (1, 2) таблицы 5.2 в соответствии с данными о фракционном составе газа, растворенного в нефти (таблица 5.1). При этом суммарное содержание газовых компонентов должно быть равно единице.

1.3. Рассчитать объем каждого компонента газа в 1 $м^3$ нефти:

$$r_i = n_i \cdot G, \qquad (5.4)$$

где G – газосодержание ($м^3/м^3$) приведено в таблице 5.1.

Правильность расчета проверяется выражением:

$$\sum_{i=1}^{N} (n_i * G) = \sum_{i=1}^{N} r_i = G \qquad (5.5)$$

.

1.4. Заполнить графы (4, 6) таблицы 5.1, определив массу (m_i) и объем в жидкой фазе (υ_i) 1 $м^3$ каждого компонента газовой смеси. Информация об этих константах содержится в таблице 5.2.

1.5. Рассчитать массу ($M_{г.i}$) и объем ($V_{г.i}$) в жидкой фазе каждого компонента газа, растворенного в 1 $м^3$ нефти:

$$M_{г.\,i} = m_i \cdot r_i, \qquad (5.6)$$

$$V_{г.\,i} = \upsilon_i \cdot r_i. \qquad (5.7)$$

Таблица 5.2 – Физические свойства газов

Компоненты	Масса 1 $м^3$ газа m_i, кг	Объем 1 $м^3$ газа в жидкой фазе υ_i, $дм^3$	Относительная плотность по воздуху

			$\rho_{гi}$,
CH_4	0,714	2,26	0,554
C_2H_6	1,35	3,36	1,35
C_3H_8	1,97	3,66	1,97
nC_4H_{10}	2,85	4,20	2,85
iC_4H_{10}	2,85	4,36	2,85
nC_5H_{12}	3,22	4,85	3,22
iC_5H_{12}	3,22	4,90	3,22
C_6H_{14}	3,81	5,49	3,81
CO_2	1,964	1,19	1,964
N_2	1,25	1,46	1,25

1.6. Определить массу ($M_г$) и объем ($V_г$) в жидкой фазе газовой смеси:

$$M_г = \sum_{i=1}^{N} M_{г.i}, \quad 1,(5.8)$$

$$V_г = \sum_{i=1}^{N} V_{г.i}. \quad (5.9)$$

1.7. Определить массу ($M_{н.ст}$) и объем ($V_{н.ст}$) 1 м^3 дегазированной нефти. Масса 1 м^3 нефти в стандартных условиях численно равна ее плотности ($\rho_{н.ст}$, использовать исходные данные к лабораторной работе 1), а объем составит 1000 дм^3.

1.8. Вычислить массу ($M_{гн}$) и объем ($V_{гн}$) 1 м^3 газонефтяной смеси:

$$M_{гн} = M_г + M_{н.ст}, \quad (5.10)$$

$$V_{гн} = V_г + V_{н.ст}. \quad (5.11)$$

1.9. Рассчитать массу (M_{C3H8+}), объем в жидкой фазе, (V_{C3H8+}) и плотность (ρ_{C3H8+}) компонентов газонефтяной смеси от пропана и выше:

$$M_{C3H8+} = M_{гн} - (Mc_{H4} + Mc_2н_6), \quad (5.12)$$

$$V_{C3H8+} = V_{гн} - (Vc_{H4} + Vc_2н_6), \quad (5.13)$$

$$\rho_{C3H8+} = 1000M_{C3H8+} / V_{C3H8+}. \quad (5.14)$$

1.10. Рассчитать процентное содержание (по массе) этана в углеводородной смеси “этан плюс высшие”:

$$\% C_2H_6 = 100 M_{C2H6} / (M_{гн} - Mc_{H4}). \quad (5.15)$$

1.11. По графику зависимости $\rho_{C2H6+} = f(\rho_{C3H8+}; \% C_2H_6)$, помещенному на рисунке 5, найти плотность газонефтяной смеси «этан плюс выше» (ρ_{C2H6+})

1.12. Вычислить процентное содержание (по массе) метана в пластовой газонефтяной смеси:

$$\% CH_4 = 100 M_{CH4} / M_{гн}. \quad (6.16)$$

1.13. По графику зависимости $\rho_{CH4+} = f(\rho_{C2H6+}; \% CH_4)$, изображенному на рисунке 5.2, определить плотность нефти в пластовых условиях без учета термобарических поправок (ρ_{CH4+}).

Рисунок 5.1. График зависимости $\rho_{C2H6+} = f(\rho_{C3H8+}; \% C_2H_6)$

1.14 По графикам зависимостей $_{\Delta}\rho_P = f(\rho_{н.ст}; P_{пл})$ и $_{\Delta}\rho_t = f(\rho_{н.ст}; t_{пл})$, приведенных на рисунках 5.3, 5.4, найти поправки к плотности пластовой нефти на сжимаемость и на тепловое расширение. Сведения о пластовом давлении ($P_{пл}$) и температуре ($t_{пл}$) приведены в таблице 5.3.

1.15. Рассчитать плотность нефти в пластовых условиях:

$$\rho_{н.пл} = \rho_{CH4+} + {}_{\Delta}\rho_P - {}_{\Delta}\rho_t. \quad (5.17)$$

1.16. Вычислить объем (в $дм^3$) 1 $м^3$ нефти в пластовых условиях:

$$V_{н.пл} = 10^3 M_{гн} / \rho_{н.пл}. \quad (5.18)$$

1.17. Рассчитать объемный коэффициент пластовой нефти, пользуясь выражением (5.1).

2. Расчет $b_н$ по относительной плотности газа, растворенного в нефти

Если сведения о фракционном составе попутного газа отсутствуют либо их достоверность вызывает сомнение, расчет объемного коэффициента пластовой нефти может быть осуществлен с использованием данных об относительной плотности газа, растворенного в нефти ($\overline{\rho}_г$, таблица 5.1).

Расчет ведут в следующем порядке:

2.1. По графику зависимости $\rho_{гк} = f(\overline{\rho}_г; \rho_{н.ст})$ определить кажущуюся плотность газа в жидкой фазе (рисунок 5.5).

2.2. Рассчитывают массу газа ($M_г$), растворенного в 1 $м^3$ нефти:

$$M_г = 1{,}293 ¿ G ¿ \overline{\rho}_г, \quad (5.19)$$

где 1,293 — плотность газа в стандартных условиях, $кг/м^3$.

2.3. Рассчиттть (в $дм^3$) объем газа в жидкой фазе:

$$V_г = 10^3 M_г/ \rho_{г.к}. \quad (5.20)$$

2.4. Определить массу ($M_{н.ст}$) и объем ($V_{н.ст}$) 1 м^3 дегазированной нефти (см . п. 1.7).

2.5. Вычислить плотность нефтегазовой смеси в пластовых условиях:

$$\rho_{CH4+} = 10^3 (M_г + M_{н.ст})/(V_г + V_{н.ст}). \quad (5.21)$$

2.6. По соответствующим графикам (рисунок 5.3, 5.4) определить поправки к плотности нефтегазовой смеси в пластовых условиях на сжимаемость ($_{\Delta}\rho_P$) и на тепловое расширение ($_{\Delta}\rho_t$).

2.7. Дальнейший расчет ведут согласно п.п.1.15 – 1.17.

3. Расчет $b_н$ по молекулярной массе нефти в пластовых условиях

Этот метод применяется при ограниченном объеме исходной информации. Суть его заключается в использовании эмпирической зависимости между объемным коэффициентом пластовой нефти и ее молекулярной массой ($\overline{M}_{н.пл}$).

Последовательность расчета:

3.1 Если известна молекулярная масса дегазированной нефти ($\overline{M}_{н.ст}$), молекулярная масса попутного газа ($\overline{M}_г$), а также их молярные доли в пластовой смеси ($x_{н.ст}$ и $x_г$), то молекулярную массу пластовой нефти определяют из выражения:

$$\overline{M}_{н.пл} = \overline{M}_{н.ст} ¿ x_{н.ст} + \overline{M}_г ¿ x_г. \quad (5.22)$$

3.2. В том случае, когда данные о свойствах пластовой нефти отсутствуют, ее молекулярную массу рассчитывают по уравнению:

$$\lg \overline{M}_{н.пл} = (6{,}578 – \lg G)/2{,}237. \quad (5.23)$$

3.3. Вычисляют объемный коэффициент пластовой нефти, используя зависимость:

$$b_н = \overline{M}_{н.пл} / (1{,}119 \overline{M}_{н.пл} – 39{,}567). \quad (5.24)$$

4. Определение $b_н$ по графическим зависимостям

При отсутствии сведений о пластовом давлении и фракционном составе попутного газа, но при известных значениях газосодержания (пластового

газового фактора), относительной плотности газа (по воздуху), плотности нефти в стандартных условиях (товарной нефти) и пластовой температуры, объемный коэффициент пластовой нефти можно приближенно определить по номограмме Стендинга (рисунок 5.6). Определение объёмного коэффициента начинается с нахождения на номограмме величины пластового газового фактора, далее проводится горизонтальная линия до пересечения с прямой, характеризующей плотность газа по воздуху. Последовательность определения показана на рисунке штриховой линии.

В ходе выполнения лабораторной работы необходимо:

1. Определить объемный коэффициент пластовой нефти методами, изложенными в настоящих указаниях:

1.1. По фракционному составу газа, растворенного в нефти;

1.2. По относительной плотности газа, растворенного в нефти;

1.3. По молекулярной массе пластовой нефти;

1.4. По номограмме Стендинга.

2. Вычислить среднее арифметическое значение объемного коэффициента пластовой нефти.

3. Рассчитать коэффициент усадки нефти по формуле (5.3) и пересчетный коэффициент по уравнению (5.2).

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, подробное решение предложенной задачи, вывод. Полученные результаты иллюстрировать соответствующими рисунками, на которых отметить расчётные и определяемые по номограммам величины.

Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. По каким формулам, и с какой целью определяются объёмный коэффициент, пересчётный коэффициент и величина усадки нефти?

2. В каких случаях возможно определение объёмного коэффициента нефти по фракционному составу? Каким образом в этом случае рассчитывается масса и объём одного кубометра газонефтяной смеси?
3. Каким образом определяются процентное содержание (по массе) этана в углеводородной смеси «этан плюс высшие» и процентное содержание (по массе) метана в пластовой газонефтяной смеси?
4. Какие величины определяются по графикам $\rho_{C2H6+} = f(\rho_{C3H8+}; \% C_2H_6)$ и $\rho_{CH4+} = f(\rho_{C2H6+}; \% CH_4)$?
5. Каким образом определяется плотность нефти в пластовых условиях и объём одного кубометра нефти в пластовых условиях?
6. Охарактеризуйте основные этапы и расчётные формулы при определении объёмного коэффициента по относительной плотности газа, растворенного в нефти.
7. Охарактеризуйте основные этапы и расчётные формулы при определении объёмного коэффициента по молекулярной массе нефти в пластовых условиях
8. Какие сведения необходимы при определении объёмного коэффициента по номограмме Стендинга?
9. Каким образом рассчитывается пересчётный коэффициент в случае, если объёмный коэффициент определялся несколькими способами?

Таблица 5.1. Физико-химические свойства нефтей и попутных газов

№ варианта	Плотность попутного газа, кг/м^3 $\overline{\rho}_г$	Пластовые		Фракционный состав попутного газа, % объемные									
		Давление, МПа $P_{пл}$	Температура, ^{0}C $t_{пл}$	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	nC_4H_{10}	iC_4H_{10}	nC_5H_{12}	iC_5H_{12}	C_6H_{14+}	CO_2	N_2
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1,393	12,0	22	17,4	16,5	18,0	4,8	4,5	1,6	1,3	0,5	3,0	32,4
2	1,315	10,5	35	38,2	17,5	19,9	4,5	4,0	3,7	3,4	0,9	0,4	11,5
3	1,456	11,3	25	21,4	20,9	23,8	4,6	4,1	1,5	1,0	0,5	2,2	19,9
4	1,473	11,7	21	35,2	16,7	17,4	5,2	4,5	2,6	2,1	0,1	1,9	14,3
5	0,715	20,5	58	93,2	2,5	0,7	0,2	0,2	1,4	0,6	-	1,2	-
6	1,281	30,0	135	48,0	15,9	18,2	5,2	4,7	2,0	1,7	0,2	3,6	0,5
7	1,202	34,2	142	54,1	15,8	11,7	3,2	3,0	1,5	1,2	1,1	5,7	2,7
8	1,450	34,0	89	44,6	10,4	14,6	8,8	8,4	5,5	4,6	0,1	0,6	2,4
9	1,088	44,5	135	61,1	14,1	10,1	3,2	2,9	1,7	1,4	0,1	2,3	3,1
10	1,075	35,0	93	62,8	11,1	9,0	2,8	2,4	2,5	2,2	0,2	0,8	6,2
11	1,065	37,0	140	66,0	11,0	7,2	1,4	1,2	1,5	1,2	0,1	2,5	6,4
12	1,333	37,5	152	39,9	15,6	15,6	3,5	3,2	1,1	0,7	0,5	17,2	2,7
13	1,067	8,7	58	66,4	11,2	6,0	2,1	1,6	1,8	1,4	-	3,9	5,6
14	0,867	23,0	84	78,4	4,9	4,4	1,6	1,3	0,4	0,3	0,1	0,8	7,8
15	1,073	41,3	129	63,0	15,8	9,6	2,5	2,2	1,3	1,0	1,0	2,8	0,8
16	1,190	22,9	80	61,0	7,6	14,5	5,1	4,6	2,2	1,8	1,6	0,5	1,1
17	1,245	32,5	126	53,1	13,6	10,5	6,0	5,5	2,3	2,1	0,3	4,9	1,7
18	0,860	17,2	72	86,5	3,2	2,6	2,0	1,9	1,6	1,5	-	0,5	0,2
19	1,383	22,6	90	50,0	8,0	17,0	7,7	7,3	3,8	3,2	1,5	1,1	0,4
20	1,397	29,3	98	47,3	9,5	20,7	7,0	6,6	2,7	2,4	1,1	1,3	1,4
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
21	1,183	27,7	133	54,9	13,6	12,5	4,6	4,2	1,9	1,6	0,3	2,9	3,5
22	0,791	27,1	32	71,	13,	7,9	2,5	2,4	1,1	1,0	0,1	0,1	0,

				4	2								3
23	1,166	27,9	130	52,5	14,7	10,5	3,8	3,6	1,8	1,7	0,2	3,0	8,2
24	1,110	18,7	64	61,0	6,4	4,5	2,2	1,9	0,8	0,6	0,1	20,0	2,5
25	1,372	33,6	140	43,3	13,6	14,8	5,2	4,7	3,6	3,5	0,4	8,2	2,7

Рекомендуемая литература и Интернет-ресурсы: [1, 3, 4, 5, 6].

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 6

Определение коэффициента извлечения нефти при водонапорном режиме по методике ВНИИНЕФТИ

Цель: Приобретение навыков определения коэффициента извлечения нефти при водонапорном режиме.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).
5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

Теоретическое обоснование. Коэффициент извлечения нефти (коэффициент нефтеотдачи, КИН, $k_{извл.н}$) – это величина, показывающая, какая часть геологических запасов нефти, содержащаяся в залежи, извлечена или может быть извлечена из недр.

Методика определения коэффициента извлечения нефти при водонапорном режиме, разработанная ВНИИнефти, основана на использовании данных об остаточной нефтенасыщенности пласта с учетом соответствующих поправок. Коэффициент извлечения $k_{извл.н}$ определяется как разность между начальным объемом нефти ($V_{н.о}$) равным единице и объемом оставшейся в пласте нефти по окончанию разработки залежи $k_{н.ост}$:

$$k_{извл.н} = 1 - k_{н.ост} = 1 - \frac{V_{н.ост}}{V_{н.0}}, \quad (6.1)$$

где $V_{н.ост}$ – объём нефти, оставшейся в залежи по завершению разработки, тыс. тонн; $k_{н.ост}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, численно равный отношению объёма нефти, не извлечённого в процессе разработки, к начальному объёму в залежи, приведённым к пластовым условиям.

$k_{н.ост}$ определяют из условия (6.2);

$$k_{н.ост} = k_1 + k_2, \quad (6.2)$$

где k_1 – коэффициент, характеризующий остаточную нефтенасыщенность при равномерном перемещении фронта вод в процессе разработки, рассчитывается по формуле (6.3); k_2 – коэффициент, характеризующий остаточную нефтенасыщенность при неравномерном перемещении фронта воды в залежь с образованием целиков не извлеченной нефти.

$$k_1 = k_{min} + k_{выт} \quad (6.3)$$

где k_{min} – коэффициент минимально возможной остаточной нефтенасыщенности, определяется опытным путем при прохождении через образец породы объема воды во много раз большего, чем объем порового пространства. Если лабораторных данных нет, то k_{min} определяется по формуле (6.4):

$$k_{min}=1-k_{н\,max}, \quad (6.4)$$

где $k_{н\,max}$ – коэффициент максимально возможного нефтеизвлечения, является функцией проницаемости горной породы, определяется в зависимости от коэффициента проницаемости по таблице 6.1.

Таблица 6.1. Расчёт коэффициента максимально возможного нефтеизвлечения

$k_{пр}$,мкм^2	0,3–0,8	0,8–2	≥2
$k_{н\,max}$, д.е.	0,65–0,75	0,7–0,8	0,75–0,8

$k_{выт}$ – коэффициент вытеснения, характеризующий остаточную нефтенасыщенность вследствие неполного вытеснения нефти в процессе разработки; зависит от содержания воды в продукции скважин и от соотношения вязкости нефти и воды в пластовых условиях ($\mu_0 = \mu_н/\mu_в$, таблица 6.2).

Таблица 6.2. Расчётная таблица для определения $k_{вытес}$

Конечная обводненность продукции, %	$k_{выт}$ при $\mu_н/\mu_в$				
	1	2,5	5	10	20
98	0,03	0,05	0,08	0,13	0,15
98,5	0,03	0,04	0,07	0,12	0,13
99	0,02	0,04	0,06	0,10	0,11

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности (k_2) – определяется в зависимости от используемой модели разработки залежи.

1. При одностороннем продвижении ВНК к последнему стягивающему ряду эксплуатационных скважин (одностороннее стягивание контура нефтеносности) k_2 определяется по зависимости (6.5)

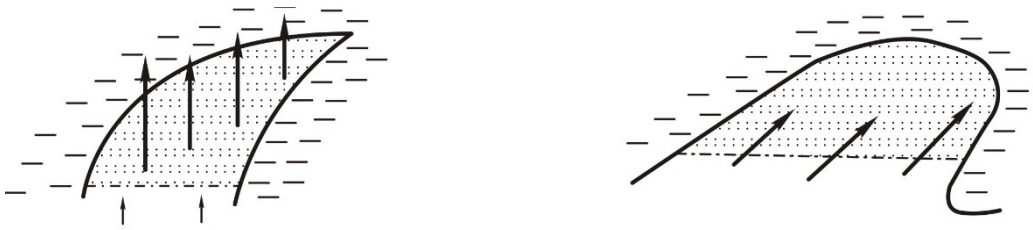


Рисунок 6.1. Модель одностороннего продвижения ВНК

$$k_2=\frac{4\varepsilon * L^2 * h' * (n'-1) * K'_{по}}{V}, \quad (6.5)$$

где ε – коэффициент относительных потерь, зависит от обводненности скважины последнего стягивающего ряда и соотношения вязкости нефти и воды (таблица 6.3), д.е.; L – половина расстояния между скважинами в

пределах последнего стягивающего ряда (определяется по структурным картам, выданным в лабораторной работе 1), м; h' – среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины пласта в пределах скважин последнего стягивающего ряда, м; $К'_{по}$ – среднее значение коэффициента открытой пористости в пределах скважин последнего стягивающего ряда, д.е.; n′ – количество эксплуатационных скважин в последнем ряду; V – объем пустотного пространства продуктивной части пласта ($V=F*h_{эф\,н}*К_{по}$), м^3

Таблица 6.3 – Расчётная таблица для определения коэффициента относительных потерь

Обводненность, %	ε при $\mu_н/\mu_в$				
	1	2,5	5	10	15
95	0,015	0,035	0,06	0,100	0,15
98	0,008	0,02	0,037	0,06	0,09
99	0,006	0,018	0,033	0,053	0,077
99,5	0,005	0,017	0,03	0,05	0,067

2. При двустороннем стягивании контура

1. При двустороннем продвижении ВНК к последнему стягивающему ряду эксплуатационных скважин (рисунок 6.2) k_2 определяется по зависимости (6.6)

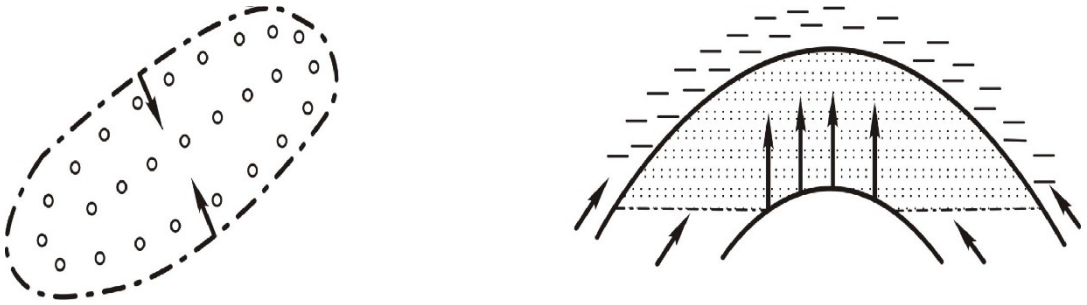


Рисунок 6.2 . Модель двустороннего продвижения ВНК

$$k_2=\frac{8\varepsilon * L^2 * h' * (n'-1) * K'_{по}}{V}, \qquad (6.6)$$

Аппаратура, оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы являются данные о ЕФС пород, степени и характере обводнения продуктивного пласта в результате его разработки. Данные представлены в табличной форме и в виде карт изопахит.

Порядок выполнения работы.

1. Определить максимальный теоретически возможный коэффициент извлечения нефти – $k_{нmax}$ по таблице 6.1;

2. Рассчитать минимальную возможную остаточную нефтенасыщенность k_{min} по формуле (6.4);

2. Определить потери нефти за счет неполного вытеснения при разработке $k_{выт}$ (таблица 6.2);

3. Вычислить величину коэффициента k_1, характеризующего остаточную нефтенасыщенность при равномерном перемещении фронта вод в процессе разработки по формуле (6.3);

3. Определить по таблице 6.3 коэффициент относительных потерь ε;

4. Рассчитать потери нефти вследствие неравномерного продвижения воды k_2 по одной из зависимостей (6.5 или 6.6), в зависимости от используемой модели разработки залежи;

5. Вычислить коэффициент остаточной нефтенасыщенности $k_{н.ост}$ по формуле (6.2);

5. Рассчитать коэффициент извлечения нефти $k_{извл.н}$ по зависимости (6.1).

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, подробное решение предложенной задачи, вывод.

Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. Что такое коэффициент извлечения нефти? По каким формулам, и с какой целью он определяется?
2. Каким образом рассчитывается коэффициент, характеризующий остаточную нефтенасыщенность при равномерном перемещении фронта вод в процессе разработки?
3. Какими факторами контролируется величина коэффициента остаточной нефтенасыщенности вследствие неполного вытеснения нефти в процессе разработки залежи?

4. Приведите модель одностороннего продвижения ВНК и соответствующую ей расчётную формулу для определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности при неравномерном перемещении фронта вод с образованием целиков неизвлеченной нефти.
5. Приведите модель двустороннего продвижения ВНК и соответствующую ей расчётную формулу для определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности при неравномерном перемещении фронта вод с образованием целиков неизвлеченной нефти.

Рекомендуемая литература и Интернет-ресурсы: [1, 3, 4, 5, 6].

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 7

Подсчет запасов нефти и растворенного газа объемным методом

Цель: Приобретение навыков подсчёта запасов нефти объёмным методом, составления карты подсчётных параметров.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).

5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

Теоретическое обоснование. *Запасы* – это масса нефти и конденсата или объём газа на дату подсчета в выявленных (открытых), разведанных и разрабатываемых месторождениях. Приведённые к стандартным термобарическим условиям (температуре 20 ^{0}С и давлению 0,1 МПа).

Различают две группы запасов углеводородного сырья, подлежащие подсчету и учету в Государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской федерацией: геологические и извлекаемые.

Геологические запасы – количество нефти, газа, конденсата, находящееся в недрах.

Извлекаемые запасы – часть геологических запасов, извлечение которых из недр на дату подсчета запасов экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом соблюдений требований по охране недр и окружающей среды.

В зависимости от степени изученности геологического строения залежи, её режима и состояния промышленного освоения подсчет запасов нефти проводят объёмным методом, методом материального баланса или статистическим методом.

Основным и обязательным к применению является объёмный метод подсчёта запасов.

Сущность объемного метода подсчета запасов (ПЗ) заключается в его названии и состоит в изучении геологических условий залегания нефти в пласте и определении нефтяной массы, насыщающей объем порового пространства породы-коллектора. Метод является универсальным и применяется для ПЗ нефти на любой стадии изучения залежи, при этом могут

быть использованы несколько разновидностей объемного метода, среди которых наиболее часто применяется вариант собственно объемного метода.

Аппаратура, оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы являются данные результатов исследований продуктивных пластов залежей, по которым проводится подсчёт запасов нефти. Данные представлены в табличной форме и в виде карты эффективных нефтенасыщенных толщин.

Порядок выполнения работы.

1. Подсчитать геологические запасы нефти объемным методом по формуле:

$$Q_{но} = F_{зал} \cdot h_{эф.н} \cdot K_{п_о} \cdot K_н \cdot \rho_н \cdot \theta, \qquad (7.1)$$

где $Q_{но}$ – геологические запасы нефти, приведенные к стандартным условиям, тыс. т.; $F_{зал}$ – площадь нефтяной залежи в пределах внешнего контура нефтеносности, тыс. м^2; $h_{эфн}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивного пласта, м; $k_{по}$ – коэффициент открытой пористости породы-коллектора, д. ед.; $k_н$ – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.; θ – пересчетный коэффициент, $\rho_н$ – плотность нефти в стандартных (поверхностных) условиях, г/см^3.

2. Определить величину извлекаемых запасов нефти $Q_{н.изв}$ по формуле:

$$Q_{н.изв} = Q_{н.о} \cdot k_{извл.н}, \qquad (7.2)$$

где $k_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти, д.ед.

3. Рассчитать величину геологических запасов растворённого в нефти газа $V_{н.г.}$, при любом режиме залежи по величине геологических запасов нефти $Q_{н.о.}$ и начальному газосодержанию $G_о$, определенному по пластовым пробам при дифференциальном разгазировании:

$$V_{н.г} = Q_{н_о} G \qquad (7.3)$$

4. Рассчитать относительную среднеквадратическую ошибку подсчета запасов нефти объемным методом по формуле 7.4:

$$E'_{Qн.о.} = \pm\sqrt{(E'_{Fзал})^2 + (E'_{h.})^2 + (E'_{Kпо})^2 + \overline{(E'_{Kн})^2}} \qquad (7.4)$$

где $E'_{Fзал}$, $E'_{h.}$, $E'_{kпо}$, $E'_{н}$ – относительные среднеквадратические ошибки определения соответственно площади залежи, эффективной нефтенасыщенной толщины, коэффициентов пористости и нефтенасыщенности (последняя принимается равной ошибке определения проницаемости).

4. Рассчитать абсолютную среднеквадратическую ошибку определения запасов объёмным методом по формуле (7.5):

$$E_{Qн.о.} = \frac{E'_{Qн.о.} \cdot Q_{н.о.}}{100\%} \qquad (7.5)$$

5. Подсчетные параметры и результаты подсчёта запасов нефти поместить в таблицу 7.1.

Таблица 7.1. Сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа

Плаcт, зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м^3	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициенты, дол. ед.			Плотность нефти, г/см^3	Геологические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, дол.ед	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газовый фактор, м^3/т	Запасы газа, растворенного в нефти, млн.м^3	
				открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный						геологические	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, привести подробное решение предложенных задач, подсчётный план, обоснование категории запасов (использовать информацию, полученную на лекциях), сводную таблицу подсчетных параметров и запасов нефти, растворенного газа. Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. Дайте определение понятию запасам углеводородного сырья. Охарактеризуйте группы запасов, подлежащие подсчету и учету в

Государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской федерацией

2. Какие методы используются для подсчета запасов нефти?

3. Приведите расчётные формулы для подсчёта геологических и извлекаемых запасов нефти объёмным методом. Охарактеризуйте каждый из подсчётных параметров (в том числе используемые размерности).

4. Каким образом определяются геологические запасы газа растворенного в нефти?

5. Приведите расчётные формулы для определения относительной и абсолютной ошибок определения запасов нефти объёмным методом.

6. Что такое подсчётный план? Что на нем приводится?

7. В какой степени должна быть изучена залежь и каким требованиям она должна отвечать, чтобы её можно было отнести к категории C_1?

8. В какой степени должна быть изучена залежь и каким требованиям она должна отвечать, чтобы её можно было отнести к категории В?

Рекомендуемая литература и Интернет-ресурсы: [1, 3-9].

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 8

Подсчет запасов свободного газа по падению пластового давления

Цель и содержание: Приобретение навыков подсчета запасов свободного газа методом падения давления.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).

2. Не включать без разрешения оборудование.

3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).

4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).

5. Не допускать порчи оборудования.

6. Не работать в верхней одежде.

7. Не прыгать, не бегать (не пылить).

8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

Теоретическое обоснование. Известно, что состояние идеального газа, в котором собственным объемом молекул и межмолекулярным взаимодействием можно пренебречь, аппроксимируется уравнением Клапейрона-Менделеева:

$$PV=N\,RT \qquad (8.1)$$

где V – объем замкнутой системы, м^3; P,T – давление (Па) и температура (К) в замкнутой системе; N – число молекул газа, содержащегося в объеме V; R – универсальная газовая постоянная, равная *8,31441 Дж/моль*К*.

В реальных газах, к которым относятся газы углеводородных скоплений, действуют межмолекулярные силы притяжения и отталкивания. Кроме того, молекулы реальных газов имеют размеры порядка 10^{-10} м, а это означает, что не весь объем замкнутой системы, в которой находится газ, доступен для движения молекул. Следовательно, охарактеризовать состояние реальных газов уравнением (8.1) не представляется возможным.

Для учета отклонения свойств реальных газов от идеального используют коэффициент сверхсжимаемости Z, представляющий отношение объемов равного числа молекул реального *(V)* и идеального *(V_u)* газов при одинаковых термобарических условиях

$$Z=V/V_u. \qquad (8.2)$$

Тогда уравнение Клапейрона-Менделеева для реальных газов примет вид:

$$PV=ZN\,RT. \qquad (8.3)$$

Численно коэффициент сверхсжимаемости природного газа может быть определен путем лабораторных исследований его глубинной пробы, отобранной с сохранением термобарических условий продуктивного пласта. Однако на практике чаще всего используют расчетный метод оценки коэффициента сверхсжимаемости.

Этот метод основан на принципе соответственных состояний, согласно которому значения коэффициента сверхсжимаемости различных газов при одинаковых приведенных температуре $(T_{пр})$ и давлении $(P_{пр})$ приблизительно равны. Приведенные термобарические параметры газа выражаются в долях от его критической температуры $(T_{кр})$ и критического давления $(P_{кр})$. Критическими называют такие значения давления и температуры, при которых плотность вещества равна плотности его насыщенного пара.

В природном газе каждый составляющий его компонент (метан, гомологи метана, неуглеводородные соединения) имеют определенные значения критических температуры и давления, представленные в таблице 8.1. Для каждого *i-го* компонента газа приведенные температура и давление рассчитываются из соотношений

$$T_{прi} = T_{пл}/ T_{кpi}, \qquad (8.4)$$

$$P_{прi} = P_{пл}/ P_{кpi}, \qquad (8.5)$$

где $T_{пл}$ — пластовая температура, *К;* $P_{пл}$ — пластовое давление, МПа.

Поскольку природный газ является многокомпонентной системой, вместо истинных критических параметров отдельных компонентов используют среднемолярные критические, или псевдокритические, температуру $(T_{п.кр})$ и давление $(P_{п.кр})$

$$T_{п.кр}=\sum_{i=1}^{n}(x_i * T_{кpi}), \qquad (8.6)$$

$$P_{п.кр}=\sum_{i=1}^{n}(x_i * P_{кpi}), \quad (8.7)$$

где x_i — молярная (объемная) концентрация *i*-го компонента.

Приведенные псевдокритические температура $(T_{п.пр})$ и давление $(P_{п.пр})$ находят как отношение пластовых температуры и давления к псевдокритическим значениям температуры и давления

$$T_{п.пр} = T_{пл} / T_{п.кр}, \quad (8.8)$$

$$P_{п,пр} = P_{пл} / P_{п.кр}. \quad (8.9)$$

В тех случаях, когда содержание метана в природном газе менее 98% по объему, коэффициент сверхсжимаемости определяют по графику Г. Брауна (рисунок 8.1), используя рассчитанные значения приведенных псевдокритических температуры и давления.

Кроме того, численное значение коэффициента сверхсжимаемости может быть определено с использованием данных об относительной плотности природного газа по воздуху $\delta_г$:

$$\delta_г=\sum_{i=1}^{n}(x_i \delta_i), \quad (8.10)$$

где δ_i – относительная плотность по воздуху *i*-го компонента газа (таблица 8.1).

Используя графики зависимостей $T_{п.кр} = f(\delta_г)$ и $P_{п.кр} = f(\delta_г)$ и внеся соответствующие поправки на содержание диоксида углерода, сероводорода и азота (рисунки 8.2 и 8.3), определяют псевдокритические температуру и давление, по формулам 8.8 и 8.9 вычисляют приведенные значения этих параметров и, наконец, по графику Г. Брауна определяют значение коэффициента сверхсжимаемости природного газа.

Объемным коэффициентом природного газа $(в_г)$ называют отношение объема газа $(V_{пл})$, который он занимает в пластовых условиях, к объему $(V_{ст})$, который он будет занимать в стандартных условиях $(T_{ст}=293\ К,\ P_{ст}=0{,}1033\ МПа)$

$$в_г = V_{пл} / V_{ст} \quad (8.11)$$

Его можно рассчитать, выражая объем газа из уравнения 8.3:

$$в_г = \frac{ZNRT_{пл}P_{ст}}{NRT_{ст}P_{пх}} = \frac{0,000352\,ZT_{пл}}{P_{пл}} \qquad (8.12)$$

Метод подсчета запасов свободного газа по падению давления наиболее эффективен для залежей с газовым режимом. При упруговодонапорном режиме в случае невысокого коэффициента возмещения применение этого способа возможно.

При реализации графического подхода в этом метода необходимо построить графика в координатах p/Z (приведенное давление) и $V_г$ (накопленная добыча газа). Для этого на соответствующий период времени для соответствующего пластового давления определяют коэффициент сверхсжимаемости и величину p/Z.

Если графические точки образуют прямую, то в залежи проявляется газовый режим.

Продолжив прямую до пересечения с осью $\sum V_г$, получают геологические запасы газа, приведенные к стандартным условиям (рисунок 8.4). Абсцисса точки пересечения прямой $p/Z=f(\sum V_г)$ с прямой $P_к/Z_к=const$ характеризует величину извлекаемых запасов газа $V_{г\ извл}$. ($P_к$ – остаточное давление в залежи при давлении на устье 0,1 МПа, $Z_к$ соответствующий давлению $P_к$ коэффициент сжимаемости газа, доли ед).

Значения $P_к$ получают по зависимости:

$$P_к = 0,1e^{1293*10^{-9}H_{кп}\rho_г}$$

где $H_{кп}$ – глубина кровли пласта в скважине, см; $\rho_г$ – относительная плотность газа по воздуху.

Если на графике наблюдается отклонение от прямолинейного участка (проявляется упруговодонапорный режим или повышено содержание конденсата в газе), то для определения величины геологических запасов газа следует экстраполировать прямолинейную часть графика.

Аппаратура, оборудование и материалы.

Основой для выполнения работы являются сведения о компонентном составе, относительной плотности природных газов и термобарических условиях недр газовых и газоконденсатных месторождений России и зарубежных стран (таблица 8.4).

Задание**.** Определить коэффициент сверхсжимаемости и объемный коэффициент природного газа двумя способами: по компонентному составу и по относительной плотности газа по воздуху. Определить геологические и извлекаемые запасы газа.

Порядок выполнения работы:

Используя информацию, помещенную в таблице 8.1, согласно заданному преподавателем варианту:

1. Определить коэффициент сверхсжимаемости с использованием данных по компонентному составу природного газа.

1.1 Для каждого компонента природного газа определить объемную (молярную) концентрацию x_i и псевдокритические значения температуры $T_{п.кpi}$ и давления $P_{п.кpi}$ (формулы 8.6 и 8.7).

1.2. Рассчитать приведенные псевдокритические температуру $T_{п.пр}$ и давление $P_{п.пр}$ газовой смеси (формулы 8.8 и 8.9).

2. Определить по графику Г. Брауна (рисунок 8.1) коэффициент сверхсжимаемости природного газа Z.

3. Вычислить по уравнению (8.12) объемный коэффициент природного газа $в_г$.

4. Определить коэффициент сверхсжимаемости с использованием данных об относительной плотности природного газа по воздуху

4.1 Рассчитать относительную плотность газа по воздуху $\delta_г$, используя уравнение (8.10).

4.2. Определить псевдокритические температуру, давление газовой смеси, используя графики зависимостей этих параметров от относительной плотности газа по воздуху (рисунки 8.2 и 8.3).

4.3. В полученные значения ввести поправки на содержание в газовой смеси неуглеводородных компонентов.

4.4. Рассчитать приведенные псевдокритические температуру и давление.

5. По данным пункта 4.4 определить по графику Г. Брауна (рисунок 8.1) коэффициент сверхсжимаемости природного газа Z и вычислить по уравнению 8.12 объемный коэффициент природного газа $в_г$.

6. Сопоставить значения искомых параметров, полученные обоими способами.

7. Исходные данные и расчетные значения занести в таблицы 8.2 и 8.3.

8 Определить коэффициент сверхсжимаемости и величину приведённого давления p/Z на соответствующий период времени для соответствующего пластового давления. Данные занести в таблицу 8.4.

9 Построить график в координатах p/Z и $\sum V_г$.и графическим способом определить приведенные к стандартным условиям начальные запасы газа $V_{го}$ и извлекаемые запасы газа $V_{г\ извл}$ по величине $P_к/Z_к$. Для этого провести экстраполяцию прямолинейного участка графика до пересечения с осью абсцисс (геологические запасы $V_г$) и прямой $P_к/Z_к=const$ (извлекаемые запасы $V_{г\ извл}$);

$P_к$ – остаточное давление в залежи при давлении на устье 0,1 МПа; $\alpha_к$ – соответствующая давлению $P_к$ поправка на сжимаемость газа, доли ед. $\alpha_{к\ т} = 1 / Z_к$.

Значения $P_к$ получают по зависимости:

$$P_к = 0{,}1\, e^{1293 * 10^{-9} H_{кп} \rho_г}, \qquad (8.13)$$

где $H_{кп}$ – глубина кровли пласта в скважине, см; $\rho_г$ – относительная плотность газа по воздуху.

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, привести подробное решение предложенной задачи, график

зависимости P/Z от $\sum V_г$, вывод. Полученные результаты иллюстрировать соответствующими рисунками, на которых отметить расчётные и определяемые по номограммам величины.

Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. Что характеризует коэффициент сверхсжимаемости?

2. Какие значения давления и температуры называются критическими?

3. Приведите расчётные формулы для определения приведенных температур и давлений для каждого *i-го* компонента газа.

4. С какой целью и по каким формулам рассчитываются среднемолярные критические (псевдокритические) температура и давление?

5. Какие термобарические параметры газа – приведенные $(T_{п.пр}, P_{п.пр})$ или приведённые псевдокритические $(T_{прi}, P_{прi})$ – используются для определения коэффициента сверхсжимаемости природного газа при подсчёте запасов?

6. Каким образом определить коэффициент сверхсжимаемости при заданных преподавателем величинах термобарических параметров по графику Г. Брауна?

7. Каким образом определяется численное значение коэффициента сверхсжимаемости с использованием данных об относительной плотности природного газа по воздуху?

8. Приведите расчётные формулы для определения объёмного коэффициента природного газа.

9. В каких координатах строится график, по которому определяются геологические запасы свободного газа? Каким образом определяется величина геологических запасов по этому графику?

10. По каким данным, и каким образом определяется величина извлекаемых запасов свободного газа?

11. Применима ли приведенная методика подсчёта запасов газа для залежи, эксплуатирующейся при упруговодопорном режиме? Если да, то каким образом это делается? Для ответа приведите графические построения.

Таблица 8.1 – Свойства компонентов природных газов

Параметры	Обозначения	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}	C_6H_{14}	C_7H_{16}	N_2	CO_2	H_2S
Критическое давление, МПа	$P_{кр}$	4,58	4,86	4,34	3,82	3,57	3,28	3,30	2,96	2,70	3,46	7,50	8,89
Критическая температура, *К*	$T_{кр}$	191	305	370	407	425	461	470	508	540	124,9	304,1	373,4
Плотность по воздуху	δ_i	0,554	1,038	1,522	2,006	2,006	2,490	2,490	2,974	3,459	0,967	1,514	1,173

Таблица 8.2 – Расчёт коэффициента сверхсжимаемости и объёмного коэффициента природного газа _____залежи _____ месторождения по составу газа

Компонентный состав газа	Объемная (молярная) концентрация компонентов x_i, доли ед.	Критические		Псевдокритические		Приведенные псевдокритические		Коэффициент сверхсжимае-мости газа Z, доли ед.	Объемный коэффициент газа $b_г$, доли ед.
		температура, $T_{кр}$, К	давление, $P_{кр}$ МПа	температура $T_{п.кр}$, К	давление $P_{п.кр}$, МПа	температура $T_{п.пр}$, доли ед.	давление $P_{п.кр}$, доли ед.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH_4									
C_2H_6									
Всего									

Таблица 8.3 – Расчёт коэффициента сверхсжимаемости и объёмного коэффициента природного газа залежи _____залежи_____ месторождения по относительной плотности газа по воздуху

Относительная плотность по воздуху, доли ед. δ	Псевдокритические						Приведенные псевдокритические		Коэффициент сверхсжимаемости газа Z, доли ед.	Объемный коэффициент газа $b_г$, доли ед.
	температура по графику на рисунке 8.2	суммарная величина поправок графику на рисунке 8.2	**температура** $T_{п.кр}$, *К*	давление по графику на рисунке 8.3	суммарная величина поправок по графику на	**давление** $P_{п.кр}$, МПа	температура, $T_{п.пр}$	давление, $P_{п.кр}$		

					рисунке 8.2					

Таблица 8.4 - Определение коэффициента сверхсжимаемости свободного газа _____пласта _____месторождения.

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$P_{п.пр}$	Коэфф. сверхсжимаемости z, д. е.	P/z	$\Sigma V_г$, млн., м^3
1	2	3	4	5	6
1977	3,94	0,855	0,914	4,3	47
1978	3,88	0,84	0,915	424	152

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 1 – Месторождение Луговское

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. м^3	$t_{пл}$, ^oC	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	6,7	0,8	115	CH_4	60,5
2	6,3	1,8		C_2H_6	13,5
3	6	2,6		C_3H_8	12,9
4	5,8	3,3		nC_4H_{10}	7,7
5	5,5	4,1		iC_4H_{10}	1,7
6	5,4	4,8		C_5H_{12}	3,7
7	5,2	5,4			
8	4,9	6		$\rho_г$ = 0,97	
9	4,8	6,5		$H_г$=2090 м	
10	4,6	7,3			

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 2 – Месторождение Минское

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. м^3	$t_{пл}$, ^oC	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	13,2	0,8	103	CH_4	89,9
2	12,4	1,8		C_2H_6	4,8
3	12,1	2,6		C_3H_8	2,1
4	11,7	3,3		nC_4H_{10}	0,9
5	10,9	4,1		iC_4H_{10}	1,3
6	10,8	4,8		C_5H_{12}	1
7	10,4	5,4			
8	9,9	6		$\rho_г$ = 0,82	
9	9,6	6,5		$H_г$=1460 м	
10	9,3	7,3			

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 3 – Месторождение Озерное

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. м^3	$t_{пл}$, ^oC	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	10,12	0,42	62	CH_4	52
2	9,6	0,88		C_2H_6	8
3	9,1	1,28		C_3H_8	2
4	8,7	1,64		nC_4H_{10}	9,3
5	8,2	2,08		iC_4H_{10}	18
6	7,9	2,4		C_5H_{12}	10
7	7,5	2,72			
8	7,1	3		$\rho_г$ = 0,885	
9	6,9	3,22		$H_г$=1100 м	
10	6,5	3,62			

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 4 – Месторождение Польское

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. м^3	$t_{пл}$, ^oC	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	10,1	0,8	88	CH_4	70
2	9,6	1,8		C_2H_6	10,2
3	8,7	2,6		C_3H_8	1,5

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 5 – Месторождение Соколовское

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. м^3	$t_{пл}$, ^oC	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	8,8	0,8	97	CH_4	68,9
2	8,2	1,8		C_2H_6	7,6
3	8	2,6		C_3H_8	7,8

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 6 – Месторождение Озерки

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. м^3	$t_{пл}$, ^oC	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	6,1	0,8	115	CH_4	75,3
2	6,3	1,8		C_2H_6	8
3	6	2,6		C_3H_8	4,2

4	8,2	3,3		nC_4H_{10}	3,5
5	7,9	4,1		iC_4H_{10}	4,5
6	7,5	4,8		C_5H_{12}	0,3
7	7,1	5,4			
8	6,9	6		$\rho_г$ = 0,879	
9	6,7	6,5		$H_г$=790 м	
10	6,5	7,3			

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 7 – Месторождение Олейное

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. м³	$t_{пл}$, °С	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	9,12	0,42	62	CH_4	52
2	8,6	0,88		C_2H_6	8
3	8,1	1,28		C_3H_8	2
4	7,7	1,64		nC_4H_{10}	9,3
5	7,2	2,08		iC_4H_{10}	18
6	6,9	2,4		C_5H_{12}	10
7	6,5	2,72			
8	6,1	3		$\rho_г$ = 0,885	
9	5,9	3,22		$H_г$=1100 м	
10	5,5	3,62			

4	7,7	3,9		nC_4H_{10}	5,5
5	7,4	4,1		iC_4H_{10}	5,4
6	7,2	4,8		nC_5H_{12}	4,1
7	6,9	5,4		iC_5H_{12}	1,7
8	6,6	6		$\rho_г$ = 0,88	
9	6,4	6,5		$H_г$=800 м	
10	6,2	7,3			

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 8 – Месторождение Озерное

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. м³	$t_{пл}$, °С	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	10,12	0,42	62	CH_4	52
2	9,6	0,88		C_2H_6	8
3	9,1	1,28		C_3H_8	2
4	8,7	1,64		nC_4H_{10}	9,3
5	8,2	2,08		iC_4H_{10}	18
6	7,9	2,4		C_5H_{12}	10
7	7,5	2,72			
8	7,1	3		$\rho_г$ = 0,885	
9	6,9	3,22		$H_г$=1100 м	
10	6,5	3,62			

4	5,8	3,3		nC_4H_{10}	3,7
5	5,5	4,1		iC_4H_{10}	5
6	5,4	4,8		nC_5H_{12}	3,2
7	5,2	5,4		iC_5H_{12}	0,6
8	4,9	6		$\rho_г$ = 0,85	
9	4,8	6,5		$H_г$=740 м	
10	4,6	7,3			

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 9 – Месторождение Минское

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. м³	$t_{пл}$, °С	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	13,2	0,8	103	CH_4	89,9
2	12,4	1,8		C_2H_6	4,8
3	12,1	2,6		C_3H_8	2,1
4	11,7	3,3		nC_4H_{10}	0,9
5	10,9	4,1		iC_4H_{10}	1,3
6	10,8	4,8		C_5H_{12}	1
7	10,4	5,4			
8	9,9	6		$\rho_г$ = 0,82	
9	9,6	6,5		$H_г$=1460 м	
10	9,3	7,3			

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 9

Подсчет запасов конденсата и попутных полезных компонентов в газоконденсатной залежи

Цель и содержание: Приобретение навыков подсчета запасов конденсата и попутных полезных компонентов в газоконденсатной залежи.

Теоретическое обоснование. Пластовый газ газоконденсатной залежи представляет собой смесь близких по составу газообразных и жидких углеводородов, а также неуглеводородных газов, способных при определенных термобарических условиях взаимно растворяться друг в друге.

Для определения состава пластового газа необходимо в 2-3 наиболее продуктивных скважинах:

1. Отобрать и исследовать пробы газа;

2. Отобрать и исследовать пробы сырого конденсата;

3. Произвести замеры конденсатогазового фактора (КГФ).

Если газовая залежь имеет нефтяную оторочку или большой этаж газоносности (>300 м) пробы газа и конденсата должны характеризовать изменение содержания сырого конденсата и состава газа по высоте залежи.

При расчетах используются средневзвешенные по площади залежи значения содержания в газе этана, пропана, бутанов, C_5+высш.

Отбор пластового газа осуществляется путем одноступенчатой сепарации, если температура сепарации равна температуре окружающей среды или ниже ее и путем двухступенчатой сепарации, если температура сепарации значительно выше температуры окружающего воздуха.

Изучение состава пластового газа осуществляется в лабораторных условиях с использованием проб отсепарированного газа и сырого конденсата.

Пробы сырого конденсата подвергаются последовательно дегазации, т.е. полному удалению метана (CH_4), углекислого газа (CO_2), азота (N_2), сероводорода (H_2S) и частичному удалению гомологов метана, а затем

дебутанизации, т.е. полному удалению гомологов метана (этан, пропан, бутан).

Для определения содержания конденсата продукция газоконденсатных скважин сепарируется в промысловых условиях (одно- или двухступенчатая сепарация). Выпавший из сепаратора сырой конденсат затем стабилизируется при стандартных условиях (t=20 ^{O}C и P=0,1 МПа).

Схема исследования пластовой газоконденсатной системы может быть представлена в следующем виде (рисунок 9.1)

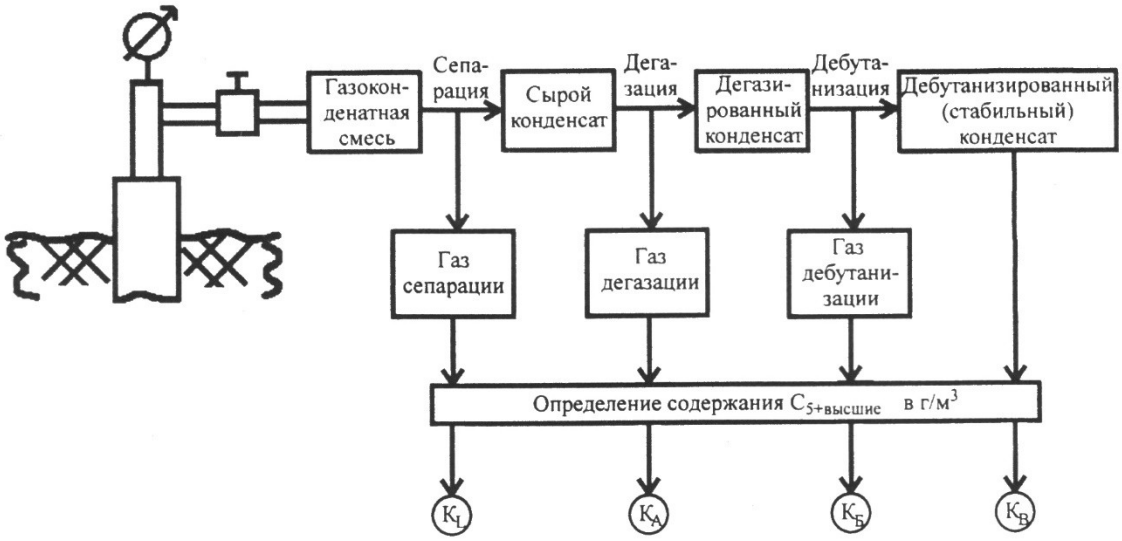


Рисунок 9.1 - Схема исследования пластовой газоконденсатной системы

Общее содержание стабильного конденсата в составе пластового газа (в грамм-молях) определяется путем суммирования содержаний:

- конденсата в газе сепарации;
- конденсата в газе дегазации;
- конденсата в газе дебутанизации;
- дебутанизированного конденсата.

В лаборатории определяется состав:

- отсепарированного газа;
- газа дегазации;
- газа дебутанизации.

Кроме этого замеряются содержащиеся в объеме контейнера количество газа, выделяемое при дегазации сырого конденсата (л); количество газа, выделяемое при дебутанизации конденсата (л); количество жидких углеводородов ($C_{5+в}$) в дебутанизированном конденсате ($см^3$).

Ход выполнения работы

Задание 1. Расчет состава пластового газа газоконденсатной залежи при одноступенчатой сепарации

Расчет состава пластового газа газоконденсатной залежи при одноступенчатой сепарации проводится исходя из 1000 грамм-молей отсепарированного газа по следующей схеме:

1.1 Определяем количество грамм-молей отдельных компонентов газа сепарации исходя из 1000 грамм-молей отсепарированного газа:

$$X_{Li} = \frac{Y_{\text{Li}} \cdot \sum X_{\text{Li}}}{100}\ ;\ \sum X_{\text{Li}} = 1000 \qquad (9.1)$$

Исходные данные и результаты расчетов представлены в таблицах 9.1, 9.2

1.2 Определяем количество газа (в грамм-молях), выделившегося при дегазации сырого конденсата:

$$\sum X_{\text{Ai}} = \frac{a \cdot K_G}{V} \qquad (9.2)$$

где a – количество газа, выделившегося при дегазации сырого конденсата в объеме контейнера, л; K_G – конденсатогазовый фактор *(КГФ),* $см^3/м^3$. Рассчитывается как частное от деления объема сырого конденсата ($см^3$), скопившегося в сепараторе, к объему газа ($м^3$), прошедшего через ДИКТ за одно и тоже время (при давлении в сепараторе не выше 5 МПа)

$$КГФ = \frac{V_{\text{Ki}}}{V_{\text{Гi}}},\ см^3/м^3 \qquad (9.3)$$

где V – объем контейнера в который отобрали сырой конденсат, $см^3$.

1.3 Определяем число грамм-молей отдельных компонентов газа дегазации исходя из общего числа грамм-молей газа дегазации и процентного содержания компонентов в составе пластового газа

$$X_{Ai} = \frac{Y_{\text{Ai}} \cdot \sum X_{\text{Ai}}}{100} \qquad (9.4)$$

1.4 Определяем количество газа в грамм-молях, выделившегося при дебутанизации конденсата

$$\sum X_{\text{Бi}} = \frac{\delta \cdot K_G}{V} \qquad (9.5)$$

где δ – количество газа дебутанизации в объеме контейнера, л.

1.5 Определяем количество грамм-молей отдельных компонентов газа дебутанизации:

$$X_{Бi} = \frac{Y_{\text{Бi}} \cdot \sum X_{\text{Бi}}}{100} \qquad (9.6)$$

1.6 Определяем количество (в грамм-молях) пентанов и вышекипящих углеводородов ($C_{5+высшие}$), содержащихся в сыром конденсате

$$X_{\text{Bi}} = \frac{K_G \cdot в \cdot g^{20}_{4(k)} \cdot 24{,}04}{V \cdot M_k} \qquad (9.7)$$

где $в$ – содержание жидких углеводородов ($C_{5+высшие}$) дебутанизированном конденсате в объеме контейнера, см^3; $g^{20}_{4(k)}$ – относительная плотность $C_{5+высшие}$ при 20 ^{0}C; $M_к$ – молекулярная масса $C_{5+высшие}$; 24,04 – газовая постоянная.

7. Определяем число грамм-молей отдельных компонентов пластового газа

$$X_i = X_{Li} + X_{Ai} + X_{Бi} + X_{Bi} \qquad (9.8)$$

определяется количество газа в грамм-молях как сумма X_i и рассчитывается процентное содержание каждого компонента в составе пластового газа:

$$Y_i = \frac{X_I}{\sum X_I} 100 \qquad (9.9)$$

Задание 2. Подсчет геологических запасов конденсата в газоконденсатной залежи

Для подсчета начальных балансовых запасов конденсата необходимы сведения о начальных балансовых запасах свободного газа в газоконденсатной залежи *($V_{г0}$)* и о начальном потенциальном содержании газоконденсата в пластовой газоконденсатной системе *($П_к$)*.

Начальное потенциальное содержание конденсата $П_к$ (г/м^3), т.е. жидких углеводородов ($C_{5+высшие}$) в пластовой газоконденсатной системе при одноступенчатой сепарации определяется как сумма их содержания в газах сепарации *(K_L)*, дегазации *(K_A)*, дебутанизации *($K_Б$)* и в стабильном (дебутанизированном) конденсате *(K_B)* в граммах из расчета на 1 м^3 пластового газа

2.1 Содержание $C_{5+высшие}$ в газе сепарации рассчитываем по формуле

$$K_L = X_{L_{C_{5+}}} \cdot \frac{M_{L_{C_{5+}}}}{24{,}04} = \frac{Y_{L_{C_{5+}}} \cdot \sum X_{\mathrm{Li}}}{100} \cdot \frac{M_{L_{C_{5+}}}}{24{,}04} = \frac{1000}{100} \cdot \frac{Y_{L_{C_{5+}}} \cdot M_{L_{C_{5+}}}}{24{,}04} \qquad (9.10)$$

$$K_L = 0{,}416 \times 0{,}4 \times 40 = 6{,}7 \text{ г/м}^3$$

где $X_{L_{C_{5+}}}$ - количество грамм-молей жидких УВ ($C_{5+высшие}$) в газе сепарации; $Y_{L_{C_{5+}}}$ - содержание $C_{5+высшие}$ в газе сепарации в мольных (объемных) процентах; $\sum X_{L_{C_{5+}}}$ - общее количество газа сепарации (в грамм-молях). Принимается равным 1000; 24,04 - газовая постоянная. $M_{L_{C_{5+}}}$ - молекулярная масса $C_{5+высшие}$ в отсепарированном газе. Определяется по специальному графику в зависимости от температуры сепарации.

2.2 Содержание $C_{5+высшие}$ в газе дегазации рассчитываем по формуле

$$K_A = X_{A_{C_{5+}}} \cdot \frac{M_{A_{C_{5+}}}}{24{,}04} = \frac{Y_{A_{C_{5+}}} \cdot \sum X_{\mathrm{Ai}}}{100} \cdot \frac{M_{A_{C_{5+}}}}{24{,}04} = \frac{a \cdot K_G}{V} \cdot \frac{Y_{A_{C_{5+}}} \cdot M_{A_{C_{5+}}}}{24{,}04} = \qquad (9.11)$$

$$=0,03¿\frac{a\cdot K_G\cdot Y_{A_{C_{5+}}}}{V}$$

$$КА=0,03\times((9,1\times152\times1,94)/85)=0,9\ г/м3$$

где $X_{A_{C_{5+}}}$ - количество грамм-молей жидких УВ ($C_{5+высшие}$) в газе дегазации; $Y_{A_{C_{5+}}}$ - содержание $C_{5+высшие}$ в газе дегазации в мольных (объемных) процентах; $\sum X_{A_{C_{5+}}}$ - общее количество газа дегазации (в грамм-молях); $M_{A_{C_{5+}}}$ - молекулярная масса $C_{5+высшие}$ в газе дегазации. Экспериментально установлено, что величина данного параметра с приемлемой для расчетов точностью может быть принята равной 80; a - количество газа, выделяемое при дегазации сырого конденсата в объеме контейнера, л; $К_G$ - конденсатогазовый фактор, $см^3/м^3$.

2.3 Содержание в газе дебутанизации рассчитываем по формуле

$$К_Б=X_{Б_{C_{5+}}}¿\frac{M_{Б_{C_{5+}}}}{24,04}=\frac{Y_{Б_{C_{5+}}}\cdot\sum X_{Бi}}{100}¿\frac{M_{Б_{C_{5+}}}}{24,04}=\frac{\delta\cdot K_G}{V}¿\frac{Y_{Б_{C_{5+}}}\cdot M_{Б_{C_{5+}}}}{24,04}= \quad (9.12)$$

$$=0,03¿\frac{\delta\cdot K_G\cdot Y_{Б_{C_{5+}}}}{V}$$

$$КБ=0,03\times((1,1\times152\times11,45)/85)=0,7\ г/м3$$

где $X_{Б_{C_{5+}}}$ - количество грамм-молей жидких УВ ($C_{5+высшие}$) в газе дебутанизации; $Y_{Б_{C_{5+}}}$ - содержание $C_{5+высшие}$ в газе дебутанизации в мольных (объемных) процентах; $\sum X_{Б_{C_{5+}}}$ - общее количество газа дебутанизации (в грамм-молях); $M_{Б_{C_{5+}}}$ - молекулярная масса $C_{5+высшие}$ в газе дебутанизации. Принимается равной 80; δ — количество газа, выделяемое при дебутанизации сырого конденсата в объеме контейнера, л;

2.4 Содержание $C_{5+высшие}$ в дебутанизированном конденсате рассчитываем по формуле

$$К_В=X_{В_{C_{5+}}}¿\frac{M_К}{24,04}=\frac{в\cdot K_G\cdot g^{20}_{4(к)}\cdot 24,04}{V\cdot M_к}¿\frac{M_К}{24,04}=\frac{в\cdot K_G\cdot g^{20}_{н(к)}}{V} \quad (9.13)$$

где $X_{B_{C_{5+}}}$ - количество грамм-молей $C_{5+высшие}$ в дебутанизированном (стабильном) конденсате; $M_к$ - молекулярная масса дебутанизированного (стабильного) конденсата; $g^{20}_{4(к)}$ - относительная плотность дебутанизированного (стабильного) конденсата в стандартных условиях.

2.5 Начальное потенциальное содержание конденсата в пластовом газе в г/м^3 может быть определено путем суммирования его слагаемых

$$П_к=К_L+К_А+К_Б+К_В=0{,}416 \cdot Y_{L_{C_{5+}}} \cdot M_{L_{C_{5+}}}+0{,}03 \cdot \frac{a \cdot K_G \cdot Y_{A_{C_{5+}}}}{V}+0{,}03 \cdot \frac{\delta \cdot K_G \cdot Y_{Б_{C_{5+}}}}{V}+\frac{в \cdot K_G \cdot g^{20}_{н(к)}}{V}=0{,}416 \cdot Y_{L_{C_{5+}}} \cdot M_{L_{C_{5+}}}+\frac{K_G}{V} \cdot (0{,}03 \cdot a \cdot Y_{A_{C_{5+}}} + +0{,}03 \cdot \delta \cdot Y_{Б_{C_{5+}}}+в \cdot g^{20}_{4(к)}) \quad (9.14)$$

Геологические запасы стабильного конденсата (тыс.т) рассчитываем по формуле

$$Q_{к0} = V_{г0} \cdot П_к \cdot 10^{-3}, \text{ тыс.т} \quad (9.15)$$

где $V_{г0}$ - геологические запасы свободного газа, млн. м^3.

Задание 3. Подсчет извлекаемых запасов конденсата в газоконденсатной залежи

Извлекаемые запасы стабильного конденсата рассчитываем по формуле

$$Q_{к.изв.} = Q_{к0} \cdot \eta_к \cdot \eta_г \quad (9.16)$$

где $\eta_к$ - коэффициент извлечения конденсата; $\eta_г$ - коэффициент извлечения газа, принимается равным 1.

Коэффициент извлечения конденсата представляет собой отношение разности начального потенциального содержания конденсата ($П_к$) и его ретроградных пластовых потерь ($q_{п.пл}$) к начальному потенциальному содержанию

$$\eta_к = \frac{П_к - q_{п.пл}}{П_к} \quad (9.17)$$

Способы определения $\eta_к$ на залежах, работающих без ППД выбираются в зависимости от начального потенциального содержания конденсата в пластовом газе.

При Пк<30 г/л величина $\eta_к$:

Определяется по графику зависимости $q_{п.пл}/П_к$ от фракционного состава конденсата для условий температур, при которых выкипает 90 % конденсата.

Может быть рассчитана по графику зависимости параметра $\frac{C_2+C_3+C_4}{C_5+}$ от соотношения, вычисляемого по данным состава пластового газа.

В том случае, когда Пк >30 г/м3,коэффициент извлечения конденсата определяется с учетом величины пластовых потерь, устанавливаемых экспериментально до начала разработки залежи. Цель экспериментальных исследований заключается в выявлении закономерности изменения потенциального содержания конденсата при снижении пластового давления от начального до стандартного, равного 0,1 Мпа.

Определение пластовых потерь конденсата производится на установке УГК-3. По результатам исследований строится кривая дифференциальной конденсации (кривая потерь; рисунок 9.2).

Расчет коэффициента извлечения конденсата, производится следующим образом.

Согласно рисунку 9.2, при давлении 0,1МПа количество выделившегося конденсата составило 40 см3/м3. Допустим, что относительная плотность конденсата при давлении 0,1МПа равна 0,783, а начальная потенциальное содержание конденсата составляет 126 г/м3.

Тогда kк=(126-40*0,783)/126=0,752

Если Пк <30 г/м3, определение коэффициента извлечения конденсата ведется на основе зависимости отношения величины пластовых потерь к начальному потенциальному содержанию конденсата (qп.пл/Пк) от

фракционного состава конденсата, для температуры, при которых выкипает 90% (рисунок 9.3).

Например, если 90% конденсата выкипает при 220 0С, то отношение величины пластовых потерь к начальному потенциальному содержанию конденсата 0,1. Тогда

кк=1- qп.пл/Пк=1-0,1=0,9. .

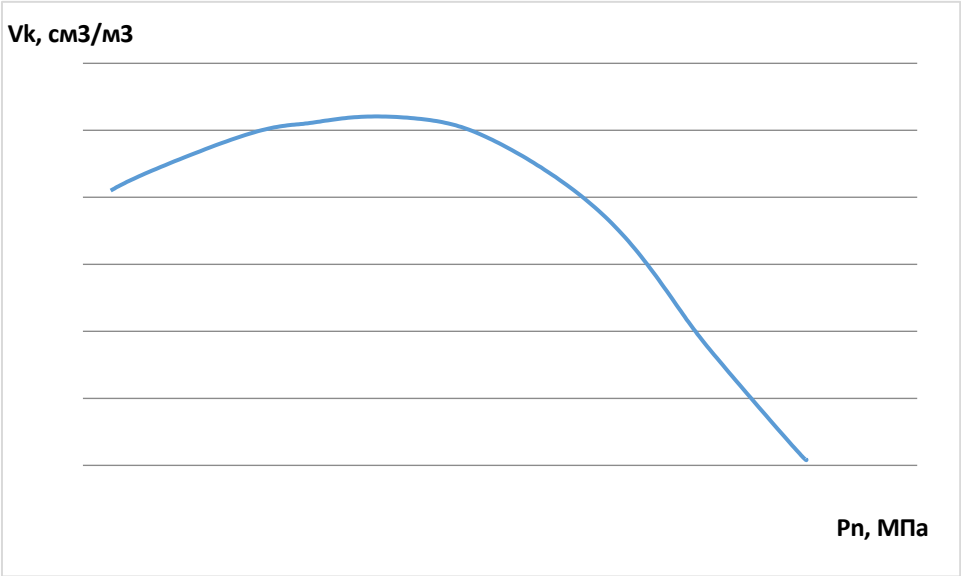


Рисунок 9.2 - Кривая дифференциальной конденсации

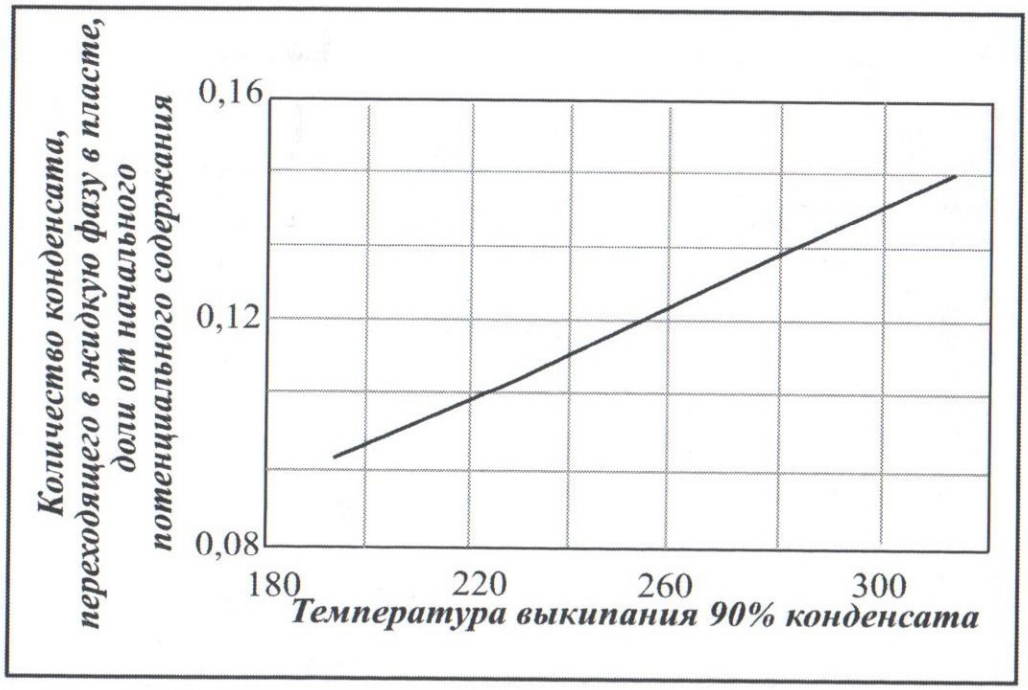


Рисунок 9.3 Зависимость отношения пластовых потерь конденсата к его начальному содержанию в газе

Задание

3.1 По графику (9.2 и 9.3) определить объем оставшегося в бомбе сырого конденсата ($V_{к.ост}$) при Р = 0,1 МПа

3.2; По зависимости 9.18 рассчитать коэффициент извлечения конденсата;

3.3 По зависимостям 9.15 и 9.16 подсчитать извлекаемые запасы стабильного конденсата.

3.3. Результаты расчетов представить в виде таблицы 9.3

Таблица 9.1 Исходные данные к подсчету запасов конденсата

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	
Вариант 1				
CH_4	81,9	62,2	-	Конденсатогазовый фактор Kg-120 $см^3/м^3$;объем контейнера V-85 $см^3$; объем газа дегазации а-9,7 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-47 $см^3$; относительная плотность стабильного конденсата $\rho_к$-0,667; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-15^0С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-27447 млн.$м^3$
C_2H_6	7,6	15,7	0,9	
C_3H_8	2,9	10,5	29,0	
iC_4H_{10}	0,7	1,9	19,3	
nC_4H_{10}	0,8	2,7	39,5	
$C_{5+высш.}$	2,5	7,0	11,3	
CO_2	0,9	-	-	
N_2	2,7	-	-	
H_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	
Вариант 2				
CH_4	85,0	68,7	-	Конденсатогазовый фактор Kg-55 $см^3/м^3$;объем контейнера V-85 $см^3$; объем газа дегазации а-9,4 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-32 $см^3$; относительная плотность стабильного конденсата $\rho_к$-0,616; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-20^0С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-55378 млн.$м^3$
C_2H_6	6,9	10,2	0,5	
C_3H_8	2,1	3,8	30,0	
iC_4H_{10}	0,5	0,9	15,7	
nC_4H_{10}	0,6	1,0	42,0	
$C_{5+высш.}$	1,0	15,4	11,8	
CO_2	1,1	-	-	
N_2	2,8	-	-	
H_2S	-	-	-	

Состав	Содержание (мольная доля,%) в газе	Условия и результаты исследования

газа	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	пробы пластового флюида,запасы газа
Вариант 3				
CH_4	85,3	64,7	-	Конденсатогазовый фактор Kg-55 $см^3/м^3$;объем контейнера V-85 $см^3$; объем газа дегазации а-9,6 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-32 $см^3$; относительная плотность стабильного конденсата $\rho_к$-0,620; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-10^0С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-18700 млн.$м^3$
C_2H_6	5,0	17,6	1,2	
C_3H_8	1,7	5,9	27,1	
iC_4H_{10}	0,3	4,0	15,7	
nC_4H_{10}	0,3	4,1	15,7	
$C_{5+высш.}$	2,1	3,7	43	
CO_2	1,4	-	-	
N_2	3,9	-	-	
H_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	
Вариант 4				
CH_4	87,7	60,0	-	Конденсатогазовый фактор Kg-50 $см^3/м^3$;объем контейнера V-90 $см^3$; объем газа дегазации а-9,6 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-28 $см^3$; относительная плотность стабильного конденсата $\rho_к$-0,635; объем газа дебутанизированного в контейнере
C_2H_6	4,9	21,3	5,8	
C_3H_8	1,9	4,2	10,2	
iC_4H_{10}	0,4	2,6	25,8	
nC_4H_{10}	0,5	2,9	26,3	
$C_{5+высш.}$	1,0	9,0	31,9	
CO_2	2,5	-	-	
N_2	1,1	-	-	
H_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	
Вариант 5				
CH_4	94,1	75,4	-	Конденсатогазовый фактор Kg-20 $см^3/м^3$;объем контейнера V-85 $см^3$; объем газа дегазации а- 9,8 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-21 $см^3$; относительная плотность стабильного конденсата $\rho_к$-0,579; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,6 л; температура сепарации-20^0С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-491247 млн.$м^3$
C_2H_6	2,9	12,6	30,1	
C_3H_8	0,6	5,1	10,2	
iC_4H_{10}	0,2	2,6	5,6	
nC_4H_{10}	0,3	2,6	5,6	
$C_{5+высш.}$	0,6	1,7	48,5	
CO_2	0,5	-	-	
N_2	0,8	-	-	
H_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепараци	дегазаци	дебутанизаци	

	и y_i	и y_{Ai}	и$Y_{Бi}$	
Вариант 6				
CH_4	74,56	58,96	-	Конденсатогазовый фактор Kg-350 $см^3/м^3$;объем контейнера V-85 $см^3$; объем газа дегазации а- 8,5 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-59 $см^3$; относительная плотность стабильного конденсата $р_к$-0,728; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,8 л; температура сепарации-25^{0}С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-1790 млн.$м^3$
C_2H_6	10,52	12,36	12,11	
C_3H_8	2,53	10,68	12,36	
iC_4H_{10}	0,46	1,23	14,59	
nC_4H_{10}	0,85	1,32	15,27	
$C_{5+высш.}$	5,25	15,45	45,67	
CO_2	3,11	-	-	
N_2	2,72	-	-	
H_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и$Y_{Бi}$	
Вариант 7				
CH_4	79,48	62,45	-	Конденсатогазовый фактор Kg-70 $см^3/м^3$;объем контейнера V-85 $см^3$; объем газа дегазации а-9,5 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-40 $см^3$; относительная плотность стабильного конденсата $р_к$-0,683; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-20^{0}С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-936 млн.$м^3$
C_2H_6	9,74	19,60	7,64	
C_3H_8	2,01	7,89	14,25	
iC_4H_{10}	0,22	3,25	25,69	
nC_4H_{10}	0,45	4,08	27,00	
$C_{5+высш.}$	1,57	2,73	25,42	
CO_2	4,84	-	-	
N_2	1,69	-	-	
H_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и$Y_{Бi}$	
Вариант 8				
CH_4	69,0	58,9	-	Конденсатогазовый фактор Kg-742 $см^3/м^3$;объем контейнера V-90 $см^3$; объем газа дегазации а-8,2 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-69 $см^3$; относительная плотность стабильного конденсата $р_к$-0,768; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-15^{0}С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-5572 млн.$м^3$
C_2H_6	11,0	15,0	12,3	
C_3H_8	3,9	5,1	16,8	
iC_4H_{10}	0,6	0,8	20,1	
nC_4H_{10}	0,9	0,5	18,7	
$C_{5+высш.}$	9,2	19,7	32,1	
CO_2	2,2	-	-	
N_2	3,2	-	-	
H_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы
	сепараци	дегазаци	дебутанизаци	

	и y_i	и y_{Ai}	и$Y_{Бi}$	газа
Вариант 9				
CH_4	77,5	70,0	-	Конденсатогазовый фактор Kg-190 $см^3/м^3$;объем контейнера V-95 $см^3$; объем газа дегазации а-8,1 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-57 $см^3$; относительная плотность стабильного конденсата $р_к$-0,719; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,7 л; температура сепарации-10^0С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-1328 млн.$м^3$
C_2H_6	10,3	12,3	14,3	
C_3H_8	2,6	4,5	17,7	
iC_4H_{10}	0,9	7,4	21,3	
nC_4H_{10}				
$C_{5+высш.}$	3,2	5,8	46,7	
CO_2	1,4	-	-	
N_2	4,1	-	-	
H_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы газа
	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации и$Y_{Бi}$	
Вариант 10				
CH_4	75,80	54,60	-	Конденсатогазовый фактор Kg-420 $см^3/м^3$;объем контейнера V-90 $см^3$; объем газа дегазации а-8,7 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-62 $см^3$; относительная плотность стабильного конденсата $р_к$-0,699; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-25^0С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-2161 млн.$м^3$
C_2H_6	9,54	14,33	17,21	
C_3H_8	3,37	12,61	13,25	
iC_4H_{10}	0,51	7,03	27,40	
nC_4H_{10}	0,96	8,07	26,00	
$C_{5+высш.}$	3,60	3,36	16,14	
CO_2	4,35	-	-	
N_2	1,87	-	-	
H_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы газа
	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации и$Y_{Бi}$	
Вариант 11				
CH_4	77,16	65,01	-	Конденсатогазовый фактор Kg-142 $см^3/м^3$;объем контейнера V-85 $см^3$; объем газа дегазации а-8,7 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-52,5 $см^3$; относительная плотность стабильного конденсата $р_к$-0,664; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,25 л; температура сепарации-15^0С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-1423 млн.$м^3$
C_2H_6	8,95	10,12	25,96	
C_3H_8	3,22	5,63	27,14	
iC_4H_{10}	0,80	4,95	14,5	
nC_4H_{10}	0,53	5,10	16,31	
$C_{5+высш.}$	1,98	9,19	16,09	
CO_2	3,19	-	-	
N_2	4,17	-	-	
H_2S	-	-	-	

Таблица 9.2 - Исходные данные для расчета состава пластового газа газоконденсатной залежи при одноступенчатой сепарации

Номер варианта	$М_к$
1	8
1	98
2	98
3	98
4	98
5	98
6	98
7	98
8	98
9	98
10	98
11	98

Таблица 9.3 – Исходные данные и результаты расчетов состава пластового газа газоконденсатной залежи

Компоненты	Содержание компонентов в смеси								
	Газ сепарации		Газ дегазации		Газ дебутанизации		Жидкие УВ ($С_{5+высшие}$) в дебутанизированном конденсате	Пластовый газ	
	X_{Li}, г-моль	Y_{Li}, % мол.	X_{Ai}, г-моль	Y_{Ai}, % мол.	$X_{Бi}$, г-моль	$Y_{Бi}$, % мол.	X_{Bi}, г-моль	$X_i = X_{Li} + X_{Ai} + X_{Бi} + X_{Bi}$, г-моль	% мол.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH_4									
C_2H_6									
C_3H_8									
iC_4H_{10}									
nC_4H_{10}									
$C_{5+высшие}$									
H_2S									
CO_2									
Сумма	1000	100		100		100			100

$$Yi = \frac{Xi}{\sum Xi} \cdot 100,$$

Вопросы для защиты работы:

1. Какие замеры и в каких скважинах необходимо произвести для определения состава пластового газа?

2. Приведите схему исследования пластовой газоконденсатной системы и охарактеризуйте компоненты каждой стадии

3. Каким образом определяется общее содержание стабильного конденсата в составе пластового газа (в грамм-молях)?

4. Приведите расчетные формулы для определения количества газа (в грамм-молях), при дегазации и при дебутанизации.

5. По какой формуле определяется количество (в грамм-молях) пентанов и вышекипящих углеводородов, содержащихся в сыром конденсате? Охарактеризуйте данные величины.

6. Каким образом определяется число грамм-молей отдельных компонентов пластового газа?

7. Приведите формулу для расчета начального потенциального содержания конденсата в пластовом газе. Охарактеризуйте данные величины.

8. По какой формуле рассчитываются начальные балансовые запасы стабильного конденсата. Приведите единицы измерения каждого из параметров.

9. Что представляет собой коэффициент извлечения конденсата? Какова его расчетная формула? От чего зависят способы определения коэффициента извлечения конденсата?

10. По каким величинам строится кривая дифференциальной конденсации (пластовых потерь конденсата) при снижении давления от начального пластового до стандартного?

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА И ИНТЕРНЕТ-РЕСУРСЫ

1. Андреев В.А. и др. Практикум по подсчету запасов нефти и растворённого газа/ В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианесян, С.В. Сикорская; Южный федеральный университет. Ростов-на-Дону, 2014.-88 с.

2. Андреев В.А. и др. Практикум по подсчету запасов свободного газа и газоконденсата/ В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианесян, С.В. Сикорская; Южный федеральный университет. Ростов-на-Дону, 2014.-48 с.

3. Брагин, Ю. И. Нефтегазопромысловая геология: статическое геологическое моделирование залежей углеводородов: учебное пособие для вузов / Ю. И. Брагин, Г. П. Кузнецова. - Москва : Недра, 2013. - 109 с. : ил., табл., - ISBN 978-5-8365-0407-6.

4. Гутман, И. С. Методы подсчета запасов нефти и газа : учебник для вузов / И. С. Гутман. – М. : Недра, 1985. – 223 с.

5. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов : справочник / под ред. В. В. Стасенкова, И. С. Гутмана. - М. : Недра, 1989. - 270 с. - Библиогр.: с. 262-263. - Предм. указ.: с. 264-267. - ISBN 5-247-00646-1

6. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа : учеб. пособие / М. А. Жданов. - Изд. 2-е, перераб. и доп. - М. : Недра, 1981. - 453 с. : ил. - Библиогр. с. 452

7. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом /В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Г.Г. Яценко и др. ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 261 с.

Интернет-ресурсы:

1. http:// biblioclub.ru – Университетская библиотека онлайн;
2. http://e.lanbook.com – Издательство «Лань»;
3. http://elibrary.ru – Научная электронная библиотека;
4. http://www.rsl.ru – Российская государственная библиотека.
5. www.consultant.ru – КонсультантПлюс

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

для обучающихся по организации и проведению самостоятельной работы
«Подсчёт запасов и оценка ресурсов нефти и газа»
для студентов направления подготовки
21.03.01 Нефтегазовое дело
Направленность (профиль) «Геолого-геофизические технологи в нефтегазовом деле»

1. Общие положения

Самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное (аудиторное) время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия (при частичном непосредственном участии преподавателя, оставляющем ведущую роль за работой студентов).

Самостоятельная работа студентов (СРС) в вузе является важным видом учебной и научной деятельности студента. Самостоятельная работа студентов играет значительную роль в рейтинговой технологии обучения.

К основным видам самостоятельной работы студентов относятся:

- формирование и усвоение содержания конспекта лекций на базе рекомендованной лектором учебной литературы, включая информационные образовательные ресурсы (электронные учебники, электронные библиотеки и др.);
- написание докладов;
- подготовка к семинарам, практическим и лабораторным работам, их оформление;
- выполнение учебно-исследовательских работ, проектная деятельность;
- подготовка практических разработок и рекомендаций по решению проблемной ситуации;
- выполнение домашних заданий в виде решения отдельных задач, проведения типовых расчетов, расчетно-компьютерных и индивидуальных работ по отдельным разделам содержания дисциплин и т.д.;
- компьютерный текущий самоконтроль и контроль успеваемости на базе электронных обучающих и аттестующих тестов и др.

Методика организации самостоятельной работы студентов зависит от структуры, характера и особенностей изучаемой дисциплины, объема часов на ее изучение, вида заданий для самостоятельной работы студентов, индивидуальных качеств студентов и условий учебной деятельности.

Процесс организации самостоятельной работы студентов включает в себя следующие

этапы:

- подготовительный (определение целей, составление программы, подготовка методического обеспечения, подготовка оборудования);
- основной (реализация программы, использование приемов поиска информации, усвоения, переработки, применения, передачи знаний, фиксирование результатов, самоорганизация процесса работы);
- заключительный (оценка значимости и анализ результатов, их систематизация, оценка эффективности программы и приемов работы, выводы о направлениях оптимизации труда).

Самостоятельная работа по дисциплине «Подсчёт запасов и оценка ресурсов нефти и газа» направлена на формирование следующих компетенций:

Код	Формулировка
ПК-6	Способен осуществлять геологическое сопровождение поисков, разведки и разработки месторождений углеводородов, производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти и газа

2. Цель и задачи самостоятельной работы

Ведущая цель организации и осуществления СРС совпадает с целью обучения

студента

- формирование набора компетенций будущего бакалавра.

При организации СРС важным и необходимым условием становятся формирование умения самостоятельной работы для приобретения знаний, навыков и возможности организации учебной и научной деятельности. Целью самостоятельной работы студентов является овладение фундаментальными знаниями, профессиональными умениями и навыками деятельности по профилю, опытом творческой, исследовательской деятельности. Самостоятельная работа студентов способствует развитию самостоятельности, ответственности и организованности, творческого подхода к решению проблем учебного и профессионального уровня.

Задачами СРС являются:

- систематизация и закрепление полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубление и расширение теоретических знаний;
- формирование умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развитие познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности и организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развитие исследовательских умений;
- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельной работы и лабораторных занятий.

3. Технологическая карта самостоятельной работы студента

Коды реализуемых компетенций, индикатора(ов)	Вид деятельности студентов	Средства и технологии оценки	Объем часов, в том числе		
			СРС	Контактная работа с преподавателем	Всего
7 семестр					
ИД-3 ПК-6	Подготовка к лекциям	Тестирование, собеседование	7,5	0,5	8
ИД-3 ПК-6	Подготовка к практическим занятиям	Тестирование, собеседование	7,5	0,5	8
ИД-3 ПК-6	Самостоятельное изучение литературы	Тестирование, собеседование	55	1	56
Итого за 7 семестр			70	2	72
Итого			70	2	72

4. Порядок выполнения самостоятельной работы студентом

4.1. Методические рекомендации по работе с учебной литературой

При работе с книгой необходимо подобрать литературу, научиться правильно ее читать, вести записи. Для подбора литературы в библиотеке используются алфавитный и систематический каталоги.

Важно помнить, что рациональные навыки работы с книгой - это всегда большая экономия времени и сил.

Правильный подбор учебников рекомендуется преподавателем, читающим

лекционный курс. Необходимая литература может быть также указана в методических разработках по данному курсу.

Изучая материал по учебнику, следует переходить к следующему вопросу только после правильного уяснения предыдущего, описывая на бумаге все выкладки и вычисления (в том числе те, которые в учебнике опущены или на лекции даны для самостоятельного вывода).

При изучении любой дисциплины большую и важную роль играет самостоятельная индивидуальная работа.

Особое внимание следует обратить на определение основных понятий курса. Студент должен подробно разбирать примеры, которые поясняют такие определения, и уметь строить аналогичные примеры самостоятельно. Нужно добиваться точного представления о том, что изучаешь. Полезно составлять опорные конспекты. При изучении материала по учебнику полезно в тетради (на специально отведенных полях) дополнять конспект лекций. Там же следует отмечать вопросы, выделенные студентом для консультации с преподавателем.

Выводы, полученные в результате изучения, рекомендуется в конспекте выделять, чтобы они при перечитывании записей лучше запоминались.

Опыт показывает, что многим студентам помогает составление листа опорных сигналов, содержащего важнейшие и наиболее часто употребляемые формулы и понятия. Такой лист помогает запомнить формулы, основные положения лекции, а также может служить постоянным справочником для студента.

Чтение научного текста является частью познавательной деятельности. Ее цель – извлечение из текста необходимой информации. От того на сколько осознанна читающим собственная внутренняя установка при обращении к печатному слову (найти нужные сведения, усвоить информацию полностью или частично, критически проанализировать материал и т.п.) во многом зависит эффективность осуществляемого действия.

Выделяют ***четыре основные установки в чтении научного текста***:

информационно-поисковый (задача - найти, выделить искомую информацию) усваивающая (усилия читателя направлены на то, чтобы как можно полнее осознать и запомнить как сами сведения, излагаемые автором, так и всю логику его рассуждений)

аналитико-критическая (читатель стремится критически осмыслить материал, проанализировав его, определив свое отношение к нему)

творческая (создает у читателя готовность в том или ином виде - как отправной пункт для своих рассуждений, как образ для действия по аналогии и т.п. - использовать суждения автора, ход его мыслей, результат наблюдения, разработанную методику, дополнить их, подвергнуть новой проверке).

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

Аннотирование - предельно краткое связное описание просмотренной или прочитанной книги (статьи), ее содержания, источников, характера и назначения;

Планирование - краткая логическая организация текста, раскрывающая содержание и структуру изучаемого материала;

Тезирование - лаконичное воспроизведение основных утверждений автора без привлечения фактического материала;

Цитирование - дословное выписывание из текста выдержек, извлечений, наиболее существенно отражающих ту или иную мысль автора;

Конспектирование - краткое и последовательное изложение содержания прочитанного. Конспект - сложный способ изложения содержания книги или статьи в логической последовательности. Конспект аккумулирует в себе предыдущие виды записи, позволяет всесторонне охватить содержание книги, статьи. Поэтому умение составлять план, тезисы,

делать выписки и другие записи определяет и технологию составления конспекта.

Методические рекомендации по составлению конспекта:

a. Внимательно прочитайте текст. Уточните в справочной литературе непонятные слова. При записи не забудьте вынести справочные данные на поля конспекта.

2. Выделите главное, составьте план.

3. Кратко сформулируйте основные положения текста, отметьте аргументацию автора.

a. Законспектируйте материал, четко следуя пунктам плана. При конспектировании старайтесь выразить мысль своими словами. Записи следует вести четко, ясно.

b. Грамотно записывайте цитаты. Цитируя, учитывайте лаконичность, значимость мысли.

В тексте конспекта желательно приводить не только тезисные положения, но и их доказательства. При оформлении конспекта необходимо стремиться к емкости каждого предложения. Мысли автора книги следует излагать кратко, заботясь о стиле и выразительности написанного. Число дополнительных элементов конспекта должно быть логически обоснованным, записи должны распределяться в определенной последовательности, отвечающей логической структуре произведения. Для уточнения и дополнения необходимо оставлять поля.

Овладение навыками конспектирования требует от студента целеустремленности, повседневной самостоятельной работы.

4.2. Методические рекомендации по подготовке к лабораторным занятиям

Для того чтобы лабораторные занятия приносили максимальную пользу, необходимо помнить, что упражнение и решение задач проводятся по вычитанному на лекциях материалу и связаны, как правило, с детальным разбором отдельных вопросов лекционного курса. Следует подчеркнуть, что только после усвоения лекционного материала с определенной точки зрения (а именно с той, с которой он излагается на лекциях) он будет закрепляться на лабораторных занятиях как в результате обсуждения и анализа лекционного материала, так и с помощью решения проблемных ситуаций, задач. При этих условиях студент не только хорошо усвоит материал, но и научится применять его на практике, а также получит дополнительный стимул (и это очень важно) для активной проработки лекции.

При самостоятельном решении задач нужно обосновывать каждый этап решения, исходя из теоретических положений курса. Если студент видит несколько путей решения проблемы (задачи), то нужно сравнить их и выбрать самый рациональный. Полезно до начала вычислений составить краткий план решения проблемы (задачи). Решение проблемных задач или примеров следует излагать подробно, вычисления располагать в строгом порядке, отделяя вспомогательные вычисления от основных. Решения при необходимости нужно сопровождать комментариями, схемами, чертежами и рисунками.

Следует помнить, что решение каждой учебной задачи должно доводиться до окончательного логического ответа, которого требует условие, и по возможности с выводом. Полученный ответ следует проверить способами, вытекающими из существа данной задачи. Полезно также (если возможно) решать несколькими способами и сравнить полученные результаты. Решение задач данного типа нужно продолжать до приобретения твердых навыков в их решении.

4.3. Методические рекомендации по самопроверке знаний

После изучения определенной темы по записям в конспекте и учебнику, а также решения достаточного количества соответствующих задач на практических занятиях и самостоятельно студенту рекомендуется провести самопроверку усвоенных знаний, ответив на контрольные вопросы по изученной теме.

В случае необходимости нужно еще раз внимательно разобраться в материале.

Иногда недостаточность усвоения того или иного вопроса выясняется только при изучении дальнейшего материала. В этом случае надо вернуться назад и повторить плохо усвоенный материал. Важный критерий усвоения теоретического материала – умение отвечать на вопросы для собеседования.

Контроль самостоятельной работы студентов Контроль самостоятельной работы проводится преподавателем. Предусмотрены следующие виды контроля: собеседование.

Подробные критерии оценивания компетенций приведены в Фонде оценочных средств для проведения текущей и промежуточной аттестации.

Вопросы или задания

1. Состояние сырьевой базы нефти и газа РФ. Какие объемы запасов нефти учтены в России и оценены за рубежом. Основные регионы разведанных запасов нефти и газа в РФ.
2. Текущие объемы добычи нефти и газа. Место РФ в мире по добыче углеводородов. История добычи нефти и газа в РФ. Тенденции развития сырьевой базы УВС в современном мире.
3. Основные нефтегазодобывающие регионы РФ. Особенности структуры ТЭК РФ. Возможности поддержания добычи в долгосрочной перспективе.
4. Понятия запасов и ресурсов нефти и газа. Принципиальные отличия. Технологии перевода ресурсов нефти и газа в запасы.
5. **Чем определяется необходимость объективной оценки и состояния запасов нефти и газа?**
6. Особенности классификации запасов и ресурсов нефти и газа 2013 г. Методические документы по применению классификации запасов и ресурсов.
7. В чем разница в подходах к классификации запасов и ресурсов нефти и газа, действующей в России и используемых за рубежом.
8. Основные признаки по которым классифицируются запасы нефти и газа.
9. Классификация разрабатываемых и разведываемых месторождений. Классификация месторождений по степени промышленного освоения.
10. Классификация запасов по сложности геологического строения.
11. Классификация месторождений по величине запасов Классификация месторождений по фазовому составу.
12. Какие документы учитывают состояние запасов в России.
13. Понятие месторождения нефти и газа. Отличие залежи и месторождения. Объекты подсчета запасов.
14. Понятие геологических и извлекаемых запасов.
15. Категорийность запасов нефти и газа. Категории запасов месторождений находящихся в разведке.
16. Категорийность запасов нефти и газа месторождений находящихся в разработке. Принципы выделения границ категорий запасов нефти и газа.
17. Какие категории характеризуют ресурсы нефти газа.
18. **В чем суть подсчета запасов нефти и газа?**
19. На каких данных и в результате каких работ проводится подсчет запасов нефти и газа. Соответствие подсчета запасов этапам и стадиям ГРР
20. Методы подсчета запасов нефти и газа. Суть объемного метода подсчета запасов.
21. Формула объемного метода подсчета запасов нефти. Подсчетные параметры. Единицы измерения подсчетных параметров.
22. Формула объемного метода подсчета запасов газа. Принципиальные отличия подсчета запасов нефти и газа объемным методом.

23. Суть метода материального баланса подсчета запасов нефти и газа
24. Метод подсчета запасов газа по падению давления.
25. Геометризация залежей нефти и газа. Технология построения структурных карт.
26. Какими поверхностями определяется геометрия пластовых залежей нефти и газа
27. Какими поверхностями определяется геометрия массивной залежи нефти и газа.
28. Подсчетный план залежи. Графическое и табличное наполнение.
29. В чем заключаются особенности подсчета запасов на разных этапах ГРР.
30. Методы определения основных подсчетных параметров для подсчета запасов объемным методом.
31. Особенности определения подсчетных параметров в разных типах залежей (стратиграфических, литологических, тектонически экранированных)
32. Понятие ВНК. Методы определения ДНК и ВНК. Особенности определения наклонного ВНК.
33. Понятие КИН. Понятие КИГ. Методы определения КИНа.
34. Понятие коэффициента вытеснения и охвата вытеснением. Коэффициентный метод определения КИН.
35. Понятие гидропроводности. Методы измерения проницаемости образцов. Использование проницаемости в подсчете запасов.
36. Применение лабораторных методов исследований керна и пластовых флюидов для обоснования подсчетных параметров.
37. Оценка объемов растворенного газа, понятие газонасыщенности. Изменение состояния нефтяной газонасыщенной залежи при падении давления.
38. Оценка объемов конденсата. Принципы максимального извлечения конденсата при разработке газовых залежей. Использование газлифта.
39. Программные комплексы для геологического моделирования и подсчета запасов. Основные этапы работ по подсчету запасов.
40. Графические документы, прилагаемые к отчету по подсчету запасов нефти и газа. Суть и особенности составления.
41. Методы оценки ресурсов нефти и газа. Взаимосвязь методов оценки ресурсов с этапами и стадиями ГРР
42. Технология оценки локализованных ресурсов нефти и газа. Выбор параметров для оценки.
43. Оценка ресурсов УВ методом внутренних геологических аналогий. Основные принципы и технология оценки.
44. Особенности оценки ресурсов и подсчета запасов нетрадиционных “сланцевых” скоплений УВС
45. Методы подсчета запасов этана, пропана, бутанов, сероводорода и других полезных ископаемых. Условия, определяющие необходимость их подсчета.
46. Обоснование различий нефтяных и газоконденсатных залежей на больших глубинах.
47. Основных подходы к решению задач количественного прогноза нефтегазоносности.
48. Суть объемно-генетического метода оценки ресурсов нефти и газа.
49. Принципы качественной оценки перспектив нефтегазоносности.
50. Понятие начальных суммарных ресурсов нефти и газа, их составляющие.
51. Требования к эталонным участкам при проведении оценки ресурсов методом геологических аналогий
52. Понятие коэффициента успешности поисковых работ, достоверности и подтверждаемости ресурсов
53. Выделение коллекторов по материалам ГИС на основе прямых признаков
54. Выделение коллекторов по материалам ГИС на основе косвенных признаков
55. Прямые качественные признаки выделения коллекторов
56. Косвенные качественные признаки выделения коллекторов по материалам ГИС

57. Использование данных ГТИ для выделения коллекторов
58. Основные шаги по интерпретации данных ГИС для определения подсчетных параметров
59. Определение пористости по данным ГИС. Выявление петрофизических связей. Корреляционный способ.
60. Оценка характера насыщенности по данным ГТИ, ГТИ и керна
61. Оценка характера насыщенности по результатам испытаний в процессе бурения и в колонне
62. Количественная оценка пористости. Структура порового пространства
63. Существующие возможности расширения границ категорий А, В1 и С1 для месторождений
64. Понятие технологического и экономического КИН.
65. Принципы построения карт эффективных и нефтенасыщенных толщин в ЧНЗ и ВНЗ.
66. Прогнозные ресурсы нефти газа. Основные понятия и использование в текущей деятельности
67. Технология определения удельной плотности ресурсов на эталонном участке
68. Документооборот при оперативном и полноценном подсчете запасов нефти и газа.
69. Государственный баланс полезных ископаемых. Система учета и актуализации. Принципы учета запасов и перспективных ресурсов.
70. Принципы выделения запасов категорий А и В1. Определение границ категорий вертикальных и горизонтальных скважин.
71. Использование единичных лабораторных данных определения пористости и нефтенасыщености в подсчете запасов
72. Проблемы неадекватности оценки запасов в текущей деятельности компаний и государства

Критерии оценивания компетенций

Оценка «отлично» выставляется студенту, если он правильно выполнил 88-100 % тестовых заданий

Оценка «хорошо» выставляется студенту, если он правильно выполнил 72-87 % тестовых заданий

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если он правильно выполнил 53-71 % тестовых заданий

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если он правильно выполнил менее 53 % тестовых заданий

Список источников для выполнения СРС

Перечень основной литературы

Кузнецова Г.П. Подсчет запасов нефти, свободного газа и попутных полезных компонентов залежей УВ [электронный ресурс] Методические указания / Г.П. Кузнецова М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2022. – 1,66 Мб

Прищепа, О. М. Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа: Практикум : учебное издание для студентов / О. М. Прищепа,Т. В. Роди на, Ю. В. Нефедов. — СПб. : «Реноме», 2019 — 104 с.

Перечень дополнительной литературы

1. Гутман, И. С. Методы подсчета запасов нефти и газа : учебник для вузов / И. С. Гутман. – М. : Недра, 1985. – 223 с.
2. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов : справочник / под ред. В. В. Стасенкова, И. С. Гутмана. - М. : Недра, 1989. - 270 с. - Библиогр.: с. 262-263. - Предм. указ.: с. 264-267. - ISBN 5-247-00646-1
3. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и

газа : учеб. пособие / М. А. Жданов. - Изд. 2-е, перераб. и доп. - М. : Недра, 1981. - 453 с. : ил. - Библиогр. с. 452

4. Методы оценки прогнозных запасов нефти и газа / Под ред. Дж.Д. Хона. - М.: Недра, 1988.

5. Проблемы оценки промышленных запасов нефти и газа в России / Н.Н. Немченко, М.Я. Зыкин, В.И. Пороскун, И.С. Гутман // Геология нефти и газа. - 1998. - №

6. Иванова И.А., Грохотов Е.И. Построение трехмерных геологических моделей и подсчет запасов углеводородов в программном комплексе DV-GEO. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 108 с.

7. Перевертайло Т.Г., Захарова А.А. Формирование 3D геологических моделей месторождений нефти и газа в среде программного комплекса Petrel («Schlumberger»): практикум. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 93

8. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 N 477 "Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов" (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30943).

9. • Ампилов, Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа / Ю.П. Ампилов. - М. : Газоил пресс, 2008. - 385 с. - ISBN 978-5-903930-01-2

10. Брагин, Ю. И. Нефтегазопромысловая геология: статическое геологическое моделирование залежей углеводородов: учебное пособие для вузов / Ю. И. Брагин, Г. П. Кузнецова. - Москва : Недра, 2013. - 109 с. : ил., табл., - ISBN 978-5-8365-0407-6.

11. Андреев В.А. и др. Практикум по подсчету запасов нефти и растворённого газа/ В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианесян, С.В. Сикорская; Южный федеральный университет. Ростов-на-Дону, 2014.-88 с.

Андреев В.А. и др. Практикум по подсчету запасов свободного газа и газоконденсата/ В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианесян, С.В. Сикорская; Южный федеральный университет. Ростов-на-Дону, 2014.-48 с.

Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине

1. Методические указания к лабораторным работам по дисциплине "Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа" для студентов специальности 130101 "Прикладная геология" / сост. В.А. Гридин, Н.В. Еремина, М. В. Нелепов, Т. В. Гнедковская - Ставрополь : СКФУ, 2014 - 120 с. - Библиогр.: с. 120 (9 назв.)

2. Моделирование природных резервуаров нефти и газа: лабораторный практикум для студентов направления 131000.68 "Нефтегазовое дело" / сост. М.В. Нелепов, Н.В. Еремина, Т.В. Логвинова - Ставрополь : СКФУ, 2014 - 136 с. - Библиогр.: с. 136 (2 назв.)

3. Электронная версия методического обеспечения по проведению практических занятий по данной дисциплине.

4. Электронный курс лекций по дисциплине "Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа "

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины

1	Электронно-библиотечная система «Университетская библиотека онлайн» - www.biblioclub.ru (Договор № 50-04/19 об оказании информационных услуг от 13.05.2019г.)
2	Электронная библиотечная система «IPRbooks» (ЛИЦЕНЗИОННЫЙ ДОГОВОР № 5168/19 от 13.05.2019 г. на предоставление доступа к электронно-библиотечной системе IPRbooks. Организация: ООО Компания «Ай Пи Ар Медиа»)
3	«eLIBRARY.RU»: [Научная электронная библиотека]. – URL: http://elibrary.ru

4	Информационно-правовой портал "Гарант" - http://www.garant.ru/